

**ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**  
**INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE LA  
RED DE M.T. DE UN POLÍGONO  
RESIDENCIAL**

**MEMORIA**



**Universidad**  
Zaragoza



UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA  
Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

AUTOR: PEDRO M<sup>a</sup> GONZÁLEZ IZQUIERDO  
DIRECTOR: D. JOSÉ LUIS BERNAL AGUSTÍN  
CODIRECTOR: D. RODOLFO DUFO LOPEZ

Junio de 2011



# **INDICE**

## **MEMORIA**

1- INTRODUCCIÓN.....	4
2 – RED DE BAJA TENSIÓN.....	6
3 – RED DE MEDIA TENSIÓN.....	12
3.1 – Diseño Monobjetivo.....	12
3.2. – Diseño Multiobjetivo.....	21
4 – CONCLUSIONES.....	35
5 – BIBLIOGRAFÍA.....	37

## INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente proyecto consiste en realizar la electrificación de una zona urbanizable, actualmente en fase de redacción, apoyándonos en la utilización de 2 programas con los cuales estudiaremos la distribución de la red de media tensión obteniendo unos resultados en los que se pueden observar las diferentes ventajas e inconvenientes que presentan ambos. De esta manera podríamos ver y elegir la solución adoptada en la ejecución de la obra.

Gracias a los datos proporcionados por *Arquitectura, Ingeniería, Topografía, Consultora Aragón S.L.* en los cuales se recogen tanto el plano de la Urbanización como la documentación del alumbrado público además del Plan Parcial del sector 1 del área de suelo urbanizable 56/5 Zaragoza, lo primero que realizaremos será un cálculo de la previsión de cargas en baja tensión (B.T.), necesaria para suministrar energía a todo el polígono residencial. Después situaremos la ubicación más idónea de los centros de transformación desde donde parten los circuitos de BT y cuyo trazado discurrirá por los viales proyectados (acera, tierra, cruce de calzadas) para proporcionar la potencia anteriormente. De esta manera dimensionaremos las máquinas transformadoras en función del reparto de la energía prevista para cada una de ellas.

A continuación, procederemos a calcular la red de media tensión (M.T.) utilizando dos programas de simulación.

El primero corresponde al **Ip\_solve**, el cual a través del algoritmo de ramificación y acotamiento obtendremos una red donde sólo se incluirán las líneas que estén en funcionamiento (por las que circularía energía), obteniéndose de esta forma la solución más económica. Para poder utilizarlo será necesario linealizar los costes variables de los cables utilizados ya que dicho programa sólo puede utilizar funciones lineales. El problema de este programa es que al tener en cuenta únicamente la función coste la red obtenida poseerá una distribución radial, sin existir ninguna línea de reserva. Como en la realidad todas las redes de MT que se construyen poseen una distribución mallada aunque su funcionamiento se realice de forma radial hemos optado por utilizar otro programa para comparar los resultados obtenidos. De esta manera, a través del programa **Genpower** (desarrollado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica) realizaremos un diseño con optimización multiobjetivo obteniendo las curvas de Pareto donde reflejaremos dos objetivos, que serán los costes y la fiabilidad (energía esperada no suministrada). De esta manera compararemos las soluciones obtenidas y elegiremos la que, a nuestro juicio, sería la mejor opción. Seguidamente se obtendrán las correspondientes conclusiones en el empleo de los programas descritos, destacando las ventajas e inconvenientes de ambos.

El punto a partir del cual suministramos toda la potencia necesaria a los centros de transformación ha sido facilitado por ERZ Endesa.

En el anexo 1 se muestra un resumen de los antecedentes del sector 1 del SUZ 56/5 del P.G.O.U. de Zaragoza en el Barrio de Miralbueno provenientes tanto del Plan General como del Plan Parcial.

Los anexos 2 y 5 hacen referencia a la Baja Tensión, en el número 2 se calcula la previsión de cargas del polígono y en el número 5 la red de distribución donde se detalla para cada circuito la potencia suministrada, su longitud, caída de tensión y parcela que alimenta.

Las iteraciones realizadas por los programas estudiados además de las funciones y datos que han sido necesarios introducir para el cálculo de la red de distribución de la media tensión se exponen en el anexo 3.

A continuación, en el anexo 4 se muestra la justificación del electrodo de puesta a tierra del centro de transformación más desfavorable de todos los proyectados (CT – 14 que es el primer transformador al que se conectan las dos líneas de suministro provenientes de la SET).

Por último una vez calculadas las redes tanto de baja tensión como de media tensión procederemos a valorar las zanjas previstas a ejecución por donde discurrirán los conductores de los circuitos tanto de Media Tensión como de Baja Tensión, dando cumplimiento a la reglamentación vigente tanto de índole nacional como particular de la compañía suministradora de energía eléctrica como de la administración local y realizar de una forma detallada el presupuesto total de la obra.

La ubicación de los C.T., el tipo de edificio, el esquema de puesta a tierra en los C.T., los puntos de suministro más desfavorable en baja tensión, el trazado de las redes de distribución tanto en media como en baja tensión, el esquema unifilar de unión de los diferentes C.T. y los modelos de las zanjas proyectadas y valoradas tanto en media como en baja tensión, quedan reflejadas en los correspondientes planos adjuntos a continuación de los anexos.

## **RED DE BAJA TENSIÓN**

### **2.1.- CÁLCULO DE LA POTENCIA ESTIMADA EN BAJA TENSIÓN.**

En este apartado vamos a calcular la previsión de cargas solicitada por todo el conjunto de instalaciones que se pretende dar de alta en el sector 1 del SUZ 56/5 (Barrio Miralbueno) como son el número de viviendas, equipamientos sociales, deportivos y educativos, alumbrado público y equipamientos terciarios. La ubicación de dicha zona se refleja en el *Plano 1 – Situación y Emplazamiento*.

En primer lugar y apoyándonos en la información recabada en el Plan General y en el Plan Parcial [1] vamos a proceder al cálculo de la potencia necesaria para dar suministro a las 1512 viviendas que van a alojar dicho proyecto. La ubicación, altura, tamaño y tipología de las viviendas se muestran en el *Anexo I – Antecedentes del sector 1 del SUZ 56/5 del P.G.O.U. de Zaragoza (Bº Miralbueno)*.

#### **2.1.1.- POTENCIA DE PARCELAS**

##### Potencia viviendas

El grado de electrificación de la vivienda será el que, de acuerdo con las utilidades mencionadas en la ITC-BT-10 determine el propietario de la vivienda. Sin embargo, como mínimo, dependerá de acuerdo al texto articulado de la ITC-BT-10 en los siguientes puntos [12], [16].

##### 2.1.1. Electrificación básica:

Es la necesaria para la cobertura de las posibles necesidades de utilización primarias sin necesidad de obras posteriores de adecuación.

Debe permitir la utilización de los aparatos eléctricos de uso común en una vivienda.

##### 2.1.2. Electrificación elevada:

Es la correspondiente a viviendas con una previsión de utilización de aparatos electrodomésticos superior a la electrificación básica o con previsión de utilización de sistemas de calefacción eléctrica o de acondicionamiento de aire o con superficies útiles de la vivienda superiores a 160 m<sup>2</sup>, o con cualquier combinación de los casos anteriores.

En función a estas definiciones, las viviendas libres se han estimado con un tipo de electrificación elevada (9.200 W/vivienda) debido a la previsión de utilización de sistemas de aire acondicionado, mientras que las viviendas correspondientes a protección oficial se han calculado como electrificación básica (5.750 W/vivienda).

Según se recoge en la ITC-BT-10 la carga correspondiente a las viviendas se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda por el coeficiente de simultaneidad, cuyo valor se calculará a través de la siguiente fórmula si el número de viviendas es mayor de 21 como ocurre en nuestro caso.

$$\text{Coeficiente de simultaneidad} = 15.3 + 0.5(n - 21)$$

donde n corresponde al número de viviendas totales existente en el edificio.

De esta manera podemos calcular la potencia estimada necesaria por las viviendas como:

$$\text{Potencia viviendas} = \text{Coef. Simultaneidad} * \text{Tipo electrificación}$$

#### Potencia Garajes

Para el cálculo de carga correspondiente a los garajes se atenderá al texto articulado en la ITC-BT-10, en la que cita.

##### 2.1.3. Carga correspondiente a los garajes:

Se calculará considerando un mínimo de 10 W por metro cuadrado y planta para garajes de ventilación natural y de 20 W para los de ventilación forzada, con un mínimo de 3.450 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

Cuando en aplicación a la NBE-CPI-96 sea necesario un sistema de ventilación forzada para la evacuación de humos de incendio, se estudiara de forma específica la previsión de cargas de los garajes.

En nuestro caso la ventilación de los garajes se producirá a través de la ventilación forzada por lo que serán necesarios 20 W/m<sup>2</sup>.

Se ha estimado que cada plaza de garaje posee una superficie de 25 m<sup>2</sup> y siguiendo la información expuesta por el Plan General, el cual nos dice que cada vivienda debe ir acompañada de una plaza de garaje como mínimo, es necesaria la construcción de dos plantas de garaje cuya superficie será la de la planta del edificio. Ejemplo de la parcela MR 1:

$$\text{Superficie edificio} = \text{Fachada} \times \text{Anchura} = 60 \times 12 = 720 \text{ m}^2$$

$$Nº \text{ plazas garaje} = \frac{\text{Superficie edificio}}{\text{Superficie unidad}} = \frac{720}{25} = 28.8 \text{ plazas}$$

Como se observa este valor es inferior a las 52 viviendas que existen en dicha parcela. Por lo que será necesario construir otra planta de garaje, para poder obtener el número deseado:

$$Nº \text{ plazas garaje} = \frac{\text{Superficie edificio} * Nº \text{ plantas}}{\text{Superficie unidad}} = \frac{720 * 2}{25} = 57 \text{ plazas}$$

De esta manera sabemos que la potencia correspondiente a los garajes será:

$$\text{Potencia garajes} = \text{Superficie edificio} * Nº \text{ plantas} * \text{Pot.unitaria garaje}$$

#### Potencia de Grupos de Incendios:

La potencia estimada para los grupos de incendios es de 13.856 W/edificio, entendiéndose la misma por portal. Por lo tanto en cada subparcela necesitaremos la potencia que hemos estimado.

#### Potencia de Servicios Generales:

Para el cálculo de la carga correspondiente a los servicios generales se atenderá al texto expuesto en la ITC-BT-10, en la que cita.

##### 2.1.4. Carga correspondiente a los servicios generales:

Será la suma de la potencia prevista en ascensores, aparatos elevadores, centrales de calor y frío, grupos de presión, alumbrado del portal, caja de escalera y espacios comunes en todo servicio eléctrico general del edificio sin aplicar ningún factor de reducción por simultaneidad (factor simultaneidad=1).

Para obtener la potencia necesaria para los servicios generales debemos calcular el número de portales existentes en cada subparcela. Por eso vamos a suponer que los portales están separados una distancia de 15 m en fachada, es decir, en la parcela MR1 con 60 metros de fachada hemos considerado 4 portales. Teniendo en cuenta que la potencia unitaria en servicios generales corresponde a 17.321 W/portal, la potencia de cada subparcela se obtiene como:

$$Potencia\ servicios\ generales = N^o\ portales * Pot.unitaria\ servicios\ generales$$

#### Potencia de los Servicios Comunes:

Al igual que para la potencia de los grupos de incendios, a la hora de calcular la potencia de los Servicios Comunes donde se incluyen la energía necesaria para la piscina comunitaria, bombas, alumbrado común de la urbanización, etc., la potencia se calcula por subparcelas existentes, teniendo un valor de 20.785 W/edificio.

#### Potencia Comercios:

En lo que se refiere a la carga destinada a los locales comerciales y oficinas en la ITC-BT-10 nos dice.

##### 2.1.5. Carga correspondiente a los locales comerciales y oficinas.

Se calculará considerando un mínimo de 100 W por metro cuadrado y planta, con un mínimo por local de 3.450 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

Para conseguir una mayor precisión a la hora de estimar la potencia necesaria para los locales comerciales, vamos a valorar que la superficie de los portales de las viviendas posee 25 m<sup>2</sup>. Como consecuencia, la potencia destinada a los locales se hallará como:

$$Pot.locales.comerciales = (Superficie\ edificio - N^o\ portales * 25\ m^2) * Pot.unitaria\ locales$$

#### **2.1.2.- POTENCIA DE EQUIPAMIENTOS**

Para calcular la potencia correspondiente a los diferentes equipamientos hemos estimado unos valores de potencias unitarias: equipamiento social (SES) = 40 W/m<sup>2</sup>; equipamiento educativo (SEE) = 40 W/m<sup>2</sup> y equipamiento deportivo (SED) = 50 W/m<sup>2</sup>.

En el caso del equipamiento deportivo hemos considerado la potencia correspondiente a las instalaciones cubiertas que posee una edificabilidad de 1 m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup> ya que estamos calculando la potencia máxima necesaria en el peor de los casos.

$$Pot.equipamientos = Pot.unitaria\ equipamientos * Superficie * Edificabilidad$$

#### **2.1.3.- POTENCIA DE USOS TERCIARIOS**

La potencia unitaria correspondiente al uso terciario la hemos fijado en un valor de 100 W/m<sup>2</sup>. Además las dos parcelas de uso terciario poseen como mínimo una planta de garaje por lo tanto, la potencia de cada equipamiento la calcularemos como:

$$Pot.terciarios = Pot.unitaria\ garaje * Superficie + Pot.unitaria\ terciario * Edificabilidad$$

#### **2.1.4.- POTENCIA DE ALUMBRADO PÚBLICO**

Los datos de la ubicación y la potencia de cada uno de los cuatro cuadros de medida y maniobra nos ha sido proporcionado por la ingeniería mencionada en el párrafo segundo de la introducción.

Como resumen de lo anteriormente, en el Anexo 2, previsión de cargas en baja tensión, se muestran todos los cálculos explicados anteriormente haciendo una distinción de cada parcela que compone el sector residencial a estudiar.

## **2.2.- DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA DE B.T. EN LOS DIFERENTES CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.**

Tras haber previsto y ubicado los quince centros de transformación en los puntos más convenientes para poder distribuir la potencia eléctrica establecida, decidimos las instalaciones o viviendas que son suministradas por cada uno de ellos.

Todos los conductores que vamos a instalar poseen una sección uniforme e igual a 240 mm<sup>2</sup> de aluminio del tipo XPLE (Polietileno reticulado) con aislamiento de poliolefina, por lo que la intensidad máxima que en principio podrá transportarse por ella es igual 430 A. Decimos en principio porque en realidad depende de los factores de corrección que se deberán aplicar según lo siguientes criterios: el número de cables tripolares o ternas de cables unipolares y la distancia de separación entre ellos, la resistividad del terreno, la profundidad a la que sean enterrados y la temperatura del terreno.

Debido a que la temperatura del terreno es igual a 25°C, a que la resistividad térmica del terreno es de 1 K.m/W y que la profundidad a la cual se realice la instalación será a 0,70 metros, lo único que deberemos tener en cuenta será el número de cables o ternas de la zanja y la separación existente entre dichos cables o ternas.

En el punto 3.1.2.2.3 de la ITC-BT-07 tenemos el cuadro que nos muestra los siguientes valores.

FACTOR DE CORRECCIÓN					
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja				
	2	3	4	5	6
d = 0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,6	0,56
d = 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6
d = 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62
d = 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66
d = 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,7	0,68
d = 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70

De esta forma la intensidad admisible máxima del cable será:

$$\text{Intensidad máxima } [A] = 430 * \text{Factor de corrección}$$

Dependiendo de la potencia que queramos transportar, la intensidad que circulará por dicho circuito deberá ser menor que la intensidad máxima admisible cumpliéndose en este caso el límite por densidad de corriente. Esta intensidad la calcularemos como:

$$\text{Intensidad } [A] = \frac{\text{Potencia transportada } [W]}{\sqrt{3} * \text{Tensión } [V] * \cos(\varphi)}$$

El valor del factor de potencia ( $\cos \varphi$ ) que hemos considerado es igual a la unidad.

Otro factor que deberemos tener en cuenta a la hora de transportar la potencia requerida será la distancia a la cual se suministra ya que está directamente relacionada con la caída de tensión. Dicho valor debe ser inferior al 5%.

$$\Delta U [V] = \frac{\text{Potencia } [W] * \text{Longitud } [m]}{\text{Tensión } [V] * \text{Sección } [mm^2] * \text{Conductividad } \left[ \frac{m}{\Omega mm^2} \right]}$$

$$\Delta U [\%] = \frac{\Delta U}{Tensión} * 100$$

En nuestro caso, al tratarse de una línea trifásica, la tensión posee un valor de 400 V. La conductividad es el inverso de la resistividad del material y depende del material a utilizar y puede variar según la temperatura a la que se encuentre. El valor elegido para este parámetro es de 34 m /  $\Omega \text{ mm}^2$ .

Además debemos tener en cuenta el número de circuitos que podemos extraer de cada centro de transformación. Debido a que hemos realizado el proyecto con la posibilidad de introducir hasta 2 transformadores en cada centro de transformación, el número máximo de circuitos será de 16. Es decir podremos extraer 8 circuitos por cada uno de ellos.

En el Anexo 5, cálculo de las redes de distribución en baja tensión, se muestran todas las operaciones realizadas en cada centro de transformación indicando la parcela que se alimenta con cada uno de los circuitos establecidos, la longitud de los mismos y la intensidad que circula por ellos.

Una vez calculada la potencia que deberá administrar cada centro de transformación elegiremos los transformadores que colocaremos de tal manera que la potencia que puedan suministrar sea superior o ligeramente inferior permitiendo una sobrecarga de un 5%.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Centros de transformación que serán objeto de cesión a compañía:

CT-1:	630 kVA
CT-2:	630 + 400 kVA
CT-3:	2 x 630 kVA
CT-4:	2 x 630 kVA
CT-5:	630 + 400 kVA
CT-6:	630 + 400 kVA
CT-7:	630 + 400 kVA
CT-8:	1000 + 630 kVA
CT-9:	2 x 630 kVA
CT-10:	2 x 630 kVA
CT-11:	630 + 400 kVA
CT-12:	630 + 400 kVA
CT-13:	630 + 400 kVA
CT-14:	630 + 400 kVA
CT-15:	2 x 630 kVA

- Centros de transformación privado o abonado (tarificación en alta tensión):

CT-16:	630 + 400 kVA
--------	---------------

### **2.3.- RED DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN.**

#### Descripción

La red de distribución en baja tensión está formada por 86 circuitos de distribución, en instalación enterrada, con conductor unipolar de 0,6/1 kV de aluminio de 3 x 1 x 240 + 1 x 150 mm<sup>2</sup> de sección con cubierta de poliolefina, que discurrirán por las aceras de las manzanas de la urbanización, desde los centros de transformación hasta las cajas de seccionamiento (CS-400) de los distintos puntos de suministro, quedando reflejado dicho trazado en el plano 4.2 – Planta general red de Baja Tensión – OBRA ELÉCTRICA.

#### Sistema de instalación

Los conductores se colocarán en zanjas de 0,50 – 0,60 – 0,80 m de anchura, quedando indicado el trazado y los diferentes tipos en el plano 4.1 – Planta general red de Baja Tensión – OBRA CIVIL.

Todos los detalles donde se representan las diferentes situaciones que encontramos en el proyecto y donde se reflejan todas las medidas y características de cada zanja se muestran en los planos:

- Plano 4.3.1 – Zanja B.T. en tierra 1 y 2 ctos.
- Plano 4.3.2 – Zanja B.T. en acera 1 y 2 ctos.
- Plano 4.3.3 – Zanja B.T. en acera 3 y 4 ctos.
- Plano 4.3.4 – Zanja B.T. en acera 5 ctos y 1 en calzada.
- Plano 4.3.5 – Zanja B.T. en cruce calzada 1, 2 o 3 ctos + 1 reserva.

Cuando las zanjas alojen hasta cuatro circuitos su profundidad será de 0,70 m, los conductores se dispondrán separados 20 cm sobre un lecho de arena de río lavada de 4 cm de espesor, colocando encima de los mismos otra capa de las mismas características hasta un espesor de 20 cm. Sobre esta última se colocará una protección mecánica formada por placa de plástico P.P.C. de 250 x 1000 mm o protección mecánica equivalente, en cada plano.

Cuando las zanjas alojen entre cinco y ocho circuitos tendrán una profundidad de 0,90 m, los conductores se dispondrán en dos planos de cuatro circuitos como máximo cada uno, estando formado cada plano por una capa de arena de río lavada de 4 cm de espesor, colocando encima los conductores, encima de los mismos se colocará otra capa de las mismas características hasta un espesor de 40 cm, la separación entre ternas de conductores tanto lateralmente como verticalmente será de 20 cm, y sobre esta última se colocará una protección mecánica formada por placa de plástico P.P.C. de 250 x 1000 mm o protección mecánica equivalente, en cada plano.

Cuando las zanjas discurren bajo calzada, las canalizaciones serán entubadas y estará formadas por dos y cuatro tubos de doble capa PEAD de 225 mm de diámetro colocados, en uno o dos planos de dos tubos, en un prisma de hormigón de 0,60 x 0,30 m y 0,60 x 0,60 m respectivamente. En cada tubo no se instalará más de un circuito.

El relleno de las zanjas se realizará con zahorra artificial, por tongadas de 15 cm de espesor compactadas, como mínimo, al 98 % Proctor modificado.

### Conductores

Los circuitos estarán formados por conductor del tipo:

RV de 3 x 1 x 240 + 1 x 150 mm<sup>2</sup> de Al 0,6/1 kV con cubierta de poliolefina

### Derivaciones a puntos de consumo

Las derivaciones a cada suministro desde la red de distribución de B.T. serán del siguiente tipo:

Para cada uno de los suministros previstos, se deberá conectar la red de distribución a caja de seccionamiento y protección CS – 400, a partir de las cuales se instalarán las acometidas, las líneas generales de alimentación y las derivaciones individuales.

Las derivaciones a los puntos de consumo se ajustarán a las Normas y a lo que en cada caso se indique por la Compañía Distribuidora de energía eléctrica.

## **RED DE MEDIA TENSIÓN**

Tras haber realizado el estudio de la previsión de cargas en BT necesaria para suministrar energía al polígono residencial, de la elección de los centros de transformación y ubicación de los mismos, es necesario precisar por donde llevaremos las líneas de media tensión desde el punto de suministro proporcionado por ERZ Endesa a dichos centros. Para ellos vamos a proceder a realizar un estudio de las diferentes alternativas a través de dos programas, monobjetivo (**Lp\_solve2.0** [15]) y multiobjetivo (**Genpower**) los cuales usan diferentes algoritmos. A continuación se procede a explicar cada uno de ellos en profundidad.

### **3.1.- MODELO DE DISEÑO ÓPTIMO MONOJETIVO.**

#### **3.1.1 FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DEL PROGRAMA A UTILIZAR.**

Los programas destinados a la resolución de problemas combinacionales han venido basándose, con frecuencia, en métodos enumerativos de búsqueda de soluciones óptimas. El algoritmo de ramificación y acotamiento (branch and bound) se sitúa dentro del grupo de los algoritmos enumerativos [4].

El elemento más importante en este tipo de algoritmos es el árbol de búsqueda, con el cual se realiza la enumeración de posibles soluciones modificando los valores de las variables binarias (en un problema de diseño de una red de distribución indican, por ejemplo, la construcción o no de una determinada línea, o una subestación con un tamaño concreto).

Una vez fijadas las variables binarias, es decir para cada una de las soluciones que se exploran con el árbol de búsqueda, se obtiene un problema de programación lineal o de programación no lineal dependiendo de la naturaleza del problema que se desea resolver.

Si el problema corresponde a uno de programación lineal, el método de resolución aplicado suele ser el de la relajación de programación lineal. De esta forma no es necesario evaluar todas las posibles soluciones a que darían lugar las diferentes combinaciones de valores de las variables binarias. En este método se acotan ramas del árbol de búsqueda y, por lo tanto, disminuye el tiempo de cálculo computacional para la obtención de la solución óptima.

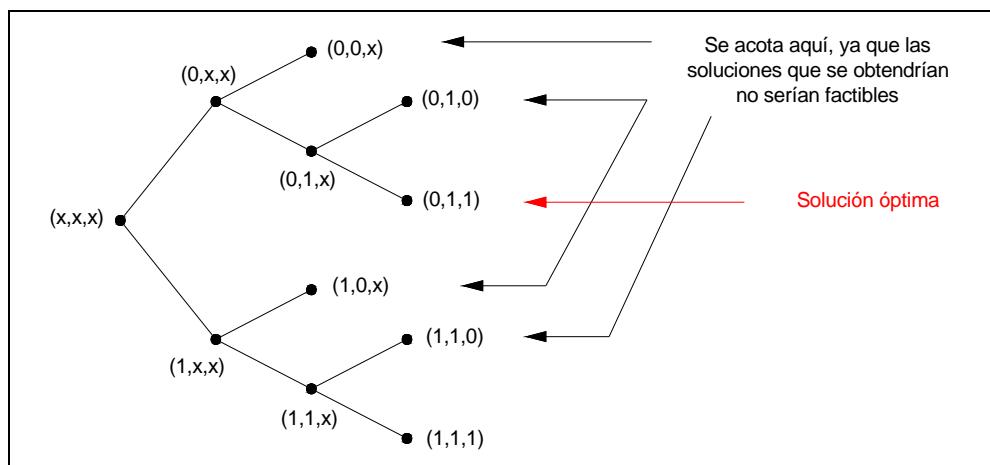
Considérese el siguiente problema, en el que las variables enteras son binarias (pueden adoptar solamente los valores 0 ó 1):

$$\text{MINIMIZAR: } 14Y_1 + 8Y_2 + 36Y_3$$

$$\text{Sujeto a: } 10Y_2 - 5Y_1 > 0$$

$$4Y_3 - Y_2 > 0$$

Se trata de un ejemplo muy sencillo pero ilustrativo sobre el funcionamiento del algoritmo de ramificación y acotamiento aplicado a la resolución de problemas combinacionales.



**Figura 3.1 - Árbol de búsqueda de soluciones del algoritmo de ramificación y acotamiento.**

El árbol de búsqueda completo aparece en la **figura 3.1**. Muestra en cada nudo un conjunto posible de soluciones. En cada uno de dichos nudos se ha señalado, entre paréntesis, los valores de las tres variables binarias del problema propuesto. Una x indica que la correspondiente variable binaria puede adoptar tanto el valor 1 como el valor 0. Puede observarse que el primer nudo (el de la izquierda) incluye todas las posibles soluciones, ya que permite cualquier valor para las variables. Al adoptar la variable Y1 el valor 0 se obtiene un subconjunto de soluciones denotado por  $(0, x, x)$ , y al que se le aplica el método simplex considerando que las variables Y2 y Y3 ya no son binarias (relajación de programación lineal). En este caso se obtienen dos nuevas soluciones en una de las cuales la variable Y2 toma el valor de 0,  $(0, 0, x)$  obteniéndose un resultado inviable ya que entonces no se cumpliría la primera restricción y otra solución donde toma el valor de 1,  $(0, 1, x)$ . Al igual que la variable Y2, la variable Y3 no puede tener un valor nulo ya que la segunda restricción no se cumpliría, por eso una solución factible sería la que obtenemos en el nudo  $(0, 1, 1)$ . El nudo  $(1, x, x)$  también posee soluciones factibles al aplicar relajación lineal, por lo que se continúa ramificando a partir de él. Los nudos  $(1, 0, x)$  y  $(1, 1, 0)$  los descartamos por no cumplir las restricciones. Por último nos encontramos con la solución  $(1, 1, 1)$  que también podría ser solución del problema. Las dos soluciones alcanzadas son factibles, pero es la  $(0, 1, 1)$  la óptima ya que minimiza la función objetivo.

El ejemplo mostrado es de programación entera pura (binaria en este caso), pero ilustra adecuadamente el método de ramificación y acotamiento para el caso de programación entera-mixta, ya que la existencia de variables continuas adicionales no modifica la metodología a seguir para la obtención de la solución óptima.

En el proyecto se ha utilizado el programa lp\_solve 2.0, que permite la resolución de problemas de programación lineal y de programación entera-mixta lineal.

Una ventaja de los algoritmos enumerativos es la de obtener el óptimo global del problema abordado, ya que realizan una búsqueda de todo el espacio de soluciones. Pero a medida que el número de variables crece el tiempo necesario para la resolución de un problema puede hacer inviable su utilización práctica.

### **3.1.2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE DISEÑO ÓPTIMO MONOJETIVO.**

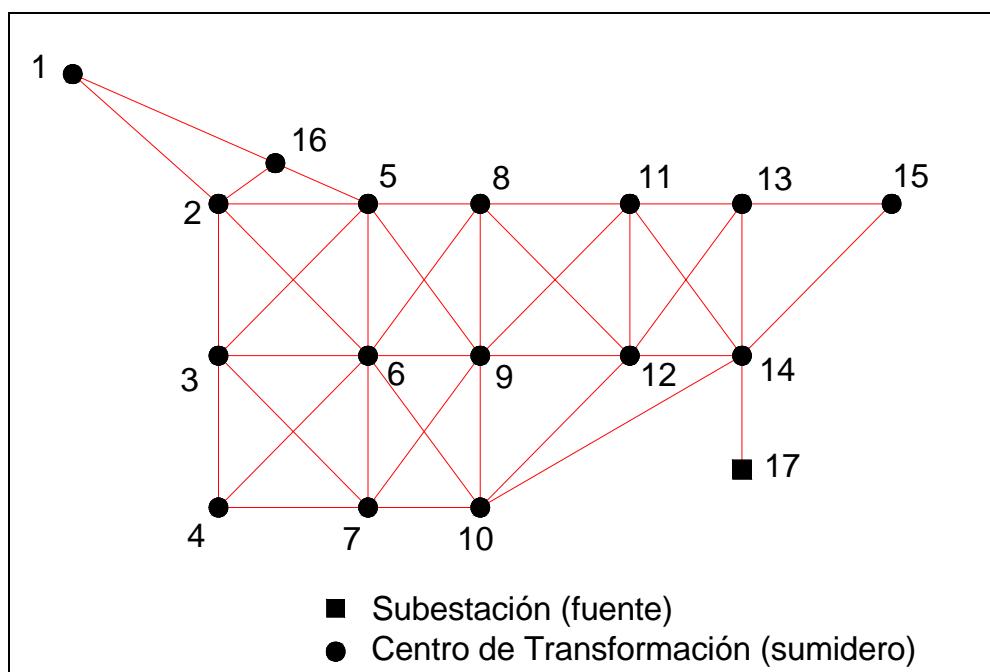
El problema que se pretende resolver (diseño óptimo monobjetivo en una etapa de planificación) podría plantearse de una forma simplificada considerando que se dispone de una serie de fuentes (subestaciones) y de sumideros o nudos de demanda (centros de demanda). Cada sumidero tiene asociada una determinada demanda de potencia y cada fuente tiene un límite máximo de la potencia de suministro. Se conocen, además, varias posibles rutas para la construcción de líneas eléctricas con el fin de transportar las potencias desde las fuentes hasta los sumideros. Cada una de las líneas posee un coste que depende principalmente de su longitud (básicamente costes fijos) y del valor de potencia punta que transporta (fundamentalmente costes variables) [7], [11], [19], por lo que el coste global (asociado a todas las líneas eléctricas) del suministro de potencia a todos los sumideros dependerá de las líneas eléctricas (rutas) que finalmente se utilicen.

Se trata de buscar la topología óptima (conjunto de líneas eléctricas) que minimice el coste global asociado al diseño del sistema de distribución de energía eléctrica logrando el diseño óptimo de dicho sistema. Dentro de las restricciones se debe señalar que los conductores que pueden utilizarse para la construcción de las líneas poseen unos límites térmicos en cuanto a las potencias máximas que pueden transportar, y las subestaciones poseen también unos límites en las potencias que pueden suministrar.

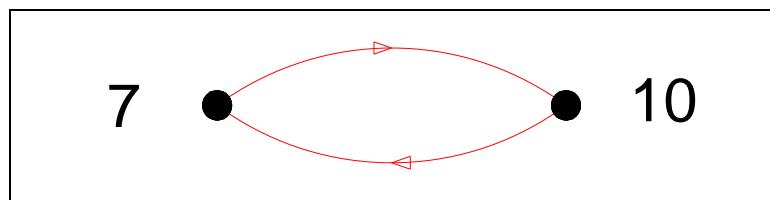
Cada una de las rutas propuestas lleva asociada una característica determinante de la naturaleza de la línea eléctrica que se puede construir al utilizar dicha ruta: línea aérea o línea subterránea. Por otro lado, una vez que se procede a la construcción de una línea utilizando una determinada ruta, existirán unas determinadas secciones de conductores que podrán ser utilizados. En el presente estudio todas las líneas proyectadas serán subterráneas bien directamente envueltas en arena o bien bajo tubo o conducto en los cruces de calzada siguiendo la normativa actual en vigor y de las condiciones particulares de la compañía distribuidora de energía eléctrica. En cuanto a la tipología de los conductores, serán del tipo RHZ1-OL 12/20 kV 1 x 400 mm<sup>2</sup> de Al+H16 con cubierta exterior de poliolefina DMZ1.

En la **figura 3.2** se muestra el caso real que vamos a estudiar, integrado por la subestación que se encuentra en fase de proyecto y desde donde se ha previsto el suministro del sector a estudiar de acuerdo con los datos proporcionados por la empresa suministradora de energía (ERZ Endesa), los centros de transformación y las posibles rutas que pueden utilizarse para transportar la energía necesaria.

Todas las posibles rutas en las cuales se pueden construir una línea eléctrica llevarán asociadas, en principio, dos variables continuas representativas del flujo de potencia. En este sentido, se considera que para cada línea existen dos arcos (dos variables continuas). Así, por ejemplo, estos arcos aparecen en la **figura 3.3** entre los nudos 7 y 10 que están conectados (o pueden llegar a estar conectados) por una línea eléctrica. A cada uno de ellos se asocia el flujo de potencia que puede existir en la linea eléctrica con los sentidos indicados por las flechas. Cada arco tiene asociada una variable continua, que puede denotarse por la variable  $X_{710}$  para el arco cuya flecha va del nudo 7 al 10 y por la variable  $X_{107}$  para el otro arco. En el proceso de optimización se obtendrán los valores óptimos de dichas variables. Por lo tanto se determinarán los valores de los flujos óptimos de potencia en la red de distribución.



**Figura 3.2 - Esquema del proyecto a realizar**



**Figura 3.3 - Representación de los arcos que unen dos nudos**

Al colocar dos arcos, y por lo tanto tener en cuenta dos variables continuas para cada línea, si una de estas variables no es nula, la otra debe de ser obligatoriamente nula, ya que en otro caso no se alcanzaría el coste mínimo en el proceso de la optimización. En este sentido, obsérvese que aumentar la cantidad de potencia que circula por una línea eléctrica influye en la función objetivo aumentando su valor.

Transportar dos valores de potencia (en dos sentidos opuestos) en una línea podría parecer inicialmente un resultado matemático posible (ya que ello forma parte de la formulación matemática), pero el proceso de optimización siempre forzará a alcanzar un valor nulo de, al menos, uno de los dos posibles flujos de potencia en cada una de las líneas eléctricas (líneas existentes en el sistema de distribución inicial y líneas futuras propuestas para construir en la ampliación de dicho sistema de distribución).

En la redacción del proyecto se ha considerado que las variables continuas citadas representan potencias aparentes, pero podrían también representar intensidades. En cualquier caso, afectan directamente a los costes variables de las líneas asociados a las pérdidas de energía en ellas (debido las pérdidas por efecto Joule), utilizados en la función objetivo como parte del coste total.

Además de las variables continuas asociadas a los flujos de potencia, existen unas variables binarias asociadas a la utilización, o no, de las posibles rutas que inicialmente se han propuesto para la instalación de líneas eléctricas, al plantear el problema de diseño. Por ejemplo, la ruta que une los nudos 4 y 7 tendrá asignada una variable que puede denotarse como  $(Y_{47})$  y que será binaria, asociada a la utilización de la ruta que une los nudos 4 y 7, haciendo uso de la sección de conductor que hemos propuesto en el planteamiento del problema. Si el valor de alguna de las variables binarias asociadas a una ruta es un uno, entonces podrán aparecer valores distintos de cero para  $X_{47}$  y  $X_{74}$  (variables continuas) que representan los flujos de potencia entre los nudos 4 y 7. Pero si el valor de todas las variables binarias asociadas a una ruta es nulo, entonces los flujos de potencia asociados deberán ser nulos.

Las variables binarias intervienen directamente en los costes fijos asociados a las líneas eléctricas, que formarán parte de la función objetivo junto a los costes variables señalados anteriormente.

En la formulación del problema matemático deberá de tenerse en cuenta que, como antes se indicó, los conductores que pueden utilizarse en la construcción de la red de distribución poseen un límite en cuanto a la potencia que pueden transportar. Si se sobrepasa el valor indicado por este límite se puede producir, por ejemplo, un calentamiento excesivo del conductor.

En cuanto a las subestaciones eléctricas (SET), en nuestro proyecto solo existe una a partir de la cual se suministra a todos los centros de transformación existentes por lo que su construcción resulta de carácter obligatorio. Al igual que ocurre con la línea que sale de él y que comunica la subestación con el sumidero número 14. Este aspecto, incorporado en el modelo matemático, enriquece el diseño óptimo, permitiéndonos imponer localizaciones para la construcción de líneas y subestaciones futuras, como consecuencia de condicionantes que no permitan otras posibilidades.

El sistema propuesto se ve condicionado por una serie de restricciones y condiciones que deben cumplirse para conseguir una minimización de la función objetivo.

La primera es que el sistema de distribución deberá satisfacer las demandas eléctricas de los nudos de demanda, por lo cual habrá que introducir las restricciones adecuadas que garanticen el suministro de energía a los mismos. Ello conduce a establecer la primera ley de Kirchhoff en todos los nudos (nudos de demanda y resto de los nudos del sistema) relacionando, en general, adecuadamente las variables continuas y las demandas eléctricas.

Además, la modelización del problema de diseño óptimo monobjetivo incluye las restricciones de máximas caídas de tensión en los centros de demanda, garantizando que la tensión en cada uno de ellos siempre será mayor que un valor límite de tensión admisible para el suministro de energía eléctrica. Estas restricciones, en el contexto de los modelos de programación matemática, relacionarían las variables continuas y las tensiones en los nudos del sistema.

Por último, tras el proceso de optimización, decidiremos una solución óptima que represente una topología radial del sistema de distribución correspondiente a su estado de operación habitual. Para ello incluiremos la correspondiente restricción de radialidad que relacionará, en general, a las variables binarias del problema de optimización.

A continuación vamos a mostrar cómo se calculan los valores de la función objetivo de coste que queremos minimizar y la cual deberemos introducir en el programa para poder realizar posteriormente el estudio oportuno.

### **3.1.3.- FUNCIÓN DE COSTE.**

Una vez conocidas las restricciones y el modo de funcionamiento del modelo de diseño óptimo monobjetivo, determinaremos la función de coste a minimizar en la que se encuentran tanto los costes fijos asociados a su instalación como los costes variables asociados a su explotación.

#### **- COSTES FIJOS**

Los costes fijos, en este modelo, se calculan como la suma de los costes de los materiales para cada tramo más los costes correspondientes a la construcción o ampliación de las subestaciones suministradoras.

En nuestro caso el segundo sumando es nulo, ya que no tenemos que construir ninguna subestación suministradora.

Para los costes fijos de las líneas hemos utilizado los siguientes datos:

- Costes fijos de obra (acera, calzada, jardín o similar):

- Canalización en acera en zanja de 60 x 90 cm (1circuito): 36,78 €/ml
- Canalización en calzada de zanja 60 x 115 cm (1 circuito + 1 reserva): 61,63 €/ml
- Canalización en jardín en zanja de 60 x 90 cm (1 circuito): 32,45 €/ml

- Coste fijo del tendido del conductor tipo RHZ1-OL 12/20 kV Al+H16 de 3 x (1 x 400 mm<sup>2</sup>) por metro lineal de tendido: 48,8 €/ml.

Por lo tanto el cálculo de los costes fijos correspondiente a la creación de una línea de distribución viene expresado por la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Coste Fijo} = & CF_{conductor} (\text{long1 } [i] + \text{long2 } [i] + \text{long3 } [i]) + CF_{acera} [\text{ex}] \cdot \text{long1 } [i] + \\ & + CF_{jardín} [\text{ex}] \cdot \text{long2 } [i] + CF_{calzada} [\text{ex}] \cdot \text{long3 } [i] \end{aligned}$$

donde:

long1 son los metros de línea [i] que transcurren a través de acera

long2 son los metros de línea [i] que transcurren a través de jardín o similares

long3 son los metros de línea [i] que transcurren a través de calzada

#### **- COSTES VARIABLES**

En este apartado, hallaremos el valor en € de las pérdidas de energía eléctrica por efecto resistivo, que tendrá la instalación en su periodo de servicio. Para los estudios económicos que a continuación se realizan supondremos una vida ilimitada para la instalación, lo que está más que justificado para instalaciones de estas características.

### **3.1.4.- DEMANDA ELÉCTRICA. FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PÉRDIDAS.**

Para poder determinar el valor anterior, es preciso determinar dos parámetros de gran importancia para definir las características de la demanda en un sistema eléctrico de distribución en media tensión que son el factor de carga (Fc) y el factor de pérdidas (Fp).

Se entiende como factor de carga Fc el valor de la relación entre la demanda media y la demanda máxima (potencia aparente punta). Dicho factor es mayor que cero y menor o igual que la unidad.

$$F_c = \frac{\text{Potencia activa media demandada}}{\text{Potencia activa demandada máxima}}$$

El factor de pérdidas  $F_p$  es el valor de la relación entre la potencia de pérdidas media y la potencia de pérdidas máximas (durante la demanda máxima). Indica el grado de la potencia perdida durante la demanda punta que equivale a la potencia perdida media a través del periodo en que se consideran las pérdidas.

$$F_p = \frac{\text{Potencia activa media perdida}}{\text{Potencia activa perdida máxima}}$$

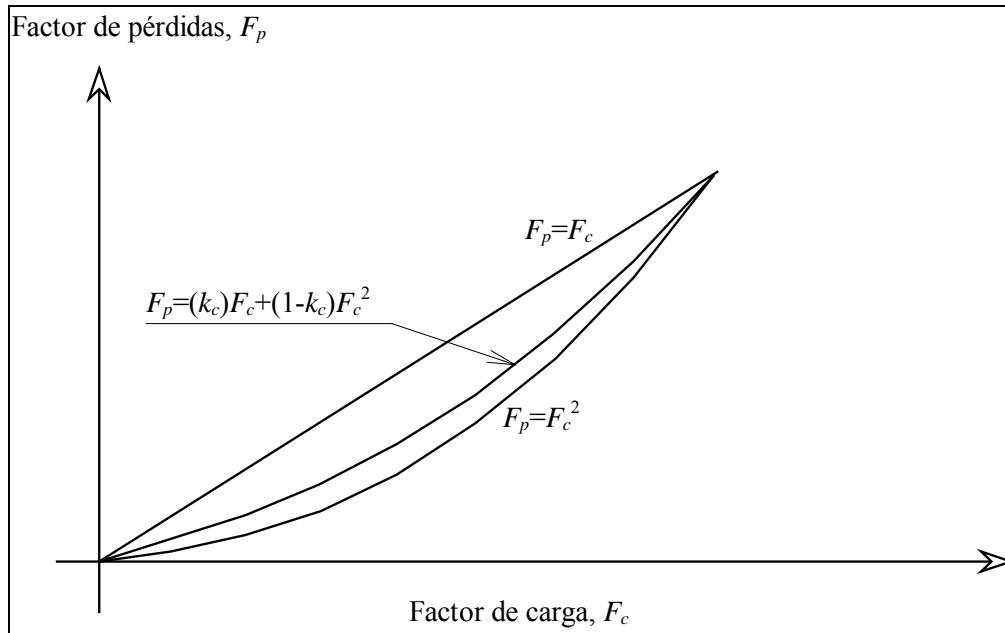
Para nuestros cálculos, utilizaremos una fórmula empírica utilizada habitualmente por varios autores especialistas en el estudio de los sistemas de distribución de energía eléctrica [7], [11].

$$F_p = K_c F_c + (1 - K_c) F_c^2 \quad \text{siendo } 0 < K_c < 1$$

Un valor muy utilizado de  $K_c$  es 0.3, por lo que obtenemos la siguiente función:

$$F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2$$

La representación gráfica de los límites superior e inferior para  $F_p$ , así como su aproximación empírica, se representan en siguiente **figura 3.4**.



**Figura 3.4. Relación entre  $F_c$  y  $F_p$**

Para poder calcular el factor de carga, hemos recurrido a datos históricos suministrados por el Centro de Zona Zaragoza, para varios polígonos residenciales de similares características al que es objeto nuestro estudio. De esta manera vemos que el valor del factor de carga más razonable es 0.6. Por lo tanto, aplicando la fórmula obtenida anteriormente alcanzamos un factor de pérdidas de 0.432.

### 3.1.5.- CÁLCULO DEL VALOR DE LA ENERGÍA PERDIDA.

Los costes variables dependerán de la energía que se espera transmitir por cada línea, estando asociados principalmente a las pérdidas de energía por efecto Joule en los conductores de las líneas eléctricas [8], [11], [19]. Análogamente se pueden considerar los costes variables asociados a las subestaciones.

Los costes variables se van produciendo durante toda la vida de la instalación, por lo que para poder comparar estos costes con los costes fijos se debe proceder a calcular el valor actual del coste asociado a dichas pérdidas.

La potencia activa perdida máxima en un conductor sigue la siguiente expresión:

$$P_{jh\max} = 3R_{jh}I_{jh\max}^2$$

donde:

- $R_{jh}$  la resistencia del conductor h de una fase de la línea j en ohmios
- $I_{jh}$  máx es la intensidad punta transportada por esa línea.

Para hallar la potencia activa perdida media deberemos aplicar a la máxima el factor de pérdidas obtenido anteriormente, resultando:

$$P_{jh\text{med}} = F_p P_{jh\max} = F_p 3R_{jh} I_{jh\max}^2$$

La potencia aparente punta transportada por la línea es aproximadamente (a efectos de diseño óptimo) es:

$$S_{jh} = \sqrt{3}I_{jh\max}U$$

siendo U la tensión de línea (tomada aproximadamente como tensión nominal) que en nuestro caso posee un valor de 15 kV.

La expresión de la potencia de pérdidas media es:

$$P_{jh\text{med}} = F_p R_{jh} \frac{S_{jh}^2}{U^2}$$

Nótese que en el proceso de optimización se manejan los valores de potencias aparentes máximas transportadas por las líneas.

Gracias a la compañía eléctrica sabemos que el precio con el que se contabilizan las pérdidas de energía actualmente está en torno a los 0,09 €/kWh. De esta forma, y durante un año (8760 horas) el coste de la energía perdida en la línea  $j$  es:

$$\text{Coste variable anual} = C_{jh} = 8760(0,09)F_p R_{jh} \frac{S_{jh}^2}{U^2} = 1,4016R_{jh}S_{jh}^2$$

Para toda la red de estudio:

$$\text{Coste variable anual} = C_{va} = \sum_{j,h} C_{jh}$$

### **3.1.6.- CÁLCULO DEL VALOR DE LA ENERGÍA PERDIDA EN EUROS ACTUALES.**

Cálculo del valor de la energía perdida en euros actuales.

Para poder sumar el valor de las pérdidas de energía de una red, que se producen a lo largo de su vida útil, al valor monetario de las inversiones realizadas en el momento inicial, y de esta forma evaluar las diversas alternativas, debe emplearse un método que calcule su valor económico referido a un momento dado, que suele ser el inicial. Para considerar el valor económico actualizado de las pérdidas de energía durante la vida útil de la instalación se ha empleado el método del valor actualizado neto (VAN) [5], [7].

Finalmente, el coste variable actualizado se obtiene a partir del coste variable anual multiplicado por el correspondiente coeficiente de actualización. Es decir:

$$C_{vVAN} = C_{va} \cdot \text{Coef}_{VAN}$$

El cálculo de este coeficiente debe tener en cuenta el ritmo de crecimiento de la demanda. Este crecimiento se puede modelar de varias formas (crecimiento lineal, gaussiano, etc.). Debido a la complejidad que lleva calcular este valor debido a la previsión de las tasas económicas de inflación y descuento, aparte de posibles ampliaciones futuras que pudieran darse en esa zona hemos optado por consultar diferentes libros que hablan sobre estos temas como bibliografía. La conclusión obtenida sabiendo que el consumo es mayoritariamente doméstico o bien comercial, para locales de tamaño moderado, es que la instalación alcanza su planificación horizonte en 20 años. Es decir, suponiendo una distribución gaussiana hemos comprobado que las pérdidas se van a ir produciendo a lo largo de la vida de la instalación llegándose a rentabilizar a los 20 años. De esta manera el valor estimado que hemos tomado como referencia para el CoefVAN es de 7,11285. Aunque este valor se ha elegido suponiendo una planificación a los 20 años y cumpliéndose no cumplir dicho pronóstico, el resultado realmente no se vería muy influenciado en la elección de la solución ya que todas las líneas se están multiplicando de forma proporcional, es decir por el mismo valor, la única variación se produciría en el coeficiente referente a los costes variables de la función coste.

El coste de las pérdidas de energía durante la vida de la instalación, en € para cada línea eléctrica, es decir, el coste variable no lineal, resulta ser:

$$\text{Coef}_{\text{VAN}} C_{jh} S_{jh}^2$$

Para poder trabajar con la recta utilizada como aproximación de los costes variables no lineales deberemos calcular la constante que multiplicada por la potencia aparente punta transportada al cuadrado nos proporciona el coste variable en los conductores.

$$QS^2 = kQSS_{\max}$$

donde:  $S_{\max}$  = Potencia aparente máxima transportable por el conductor, y  $k$  = constante

Para determinar el valor de  $k$  que minimice las “desviaciones” entre la curva verdadera y la aproximación lineal se procede a calcular dichas desviaciones y luego se hacen mínimas. Así resulta:

$$\begin{aligned} \text{Desviaciones} &= \int_0^{S_{\max}} (QkS_{\max}S - QS^2)^2 dS = Q^2 \int_0^{S_{\max}} (k^2 S_{\max}^2 S^2 + S^4 - 2kS_{\max}S^3) dS = \\ &= Q^2 \left( k^2 S_{\max}^2 \frac{S^3}{3} + \frac{S^5}{5} - 2kS_{\max} \frac{S^4}{4} \right) \Big|_0^{S_{\max}} = Q^2 S_{\max}^5 \left( \frac{k^2}{3} + \frac{1}{5} - \frac{k}{2} \right) \end{aligned}$$

Al minimizar las desviaciones se tiene que:

$$\frac{\partial \text{Derivaciones}}{\partial k} = 0 \Rightarrow Q^2 S_{\max}^5 \left( \frac{2 \cdot k}{3} - \frac{1}{2} \right) = 0$$

por lo que se deduce que:  $k = 1/2 \cdot 3/2 = 0,75$

Por tanto el valor de  $k$ , que minimiza las desviaciones citadas, es igual a 0.75. De esta forma, el modelo con aproximación lineal de los costes variables resulta:

$$\text{Coef}_{\text{VAN}} C_{ij}(0.75)(S_{\max h})S_{jh}$$

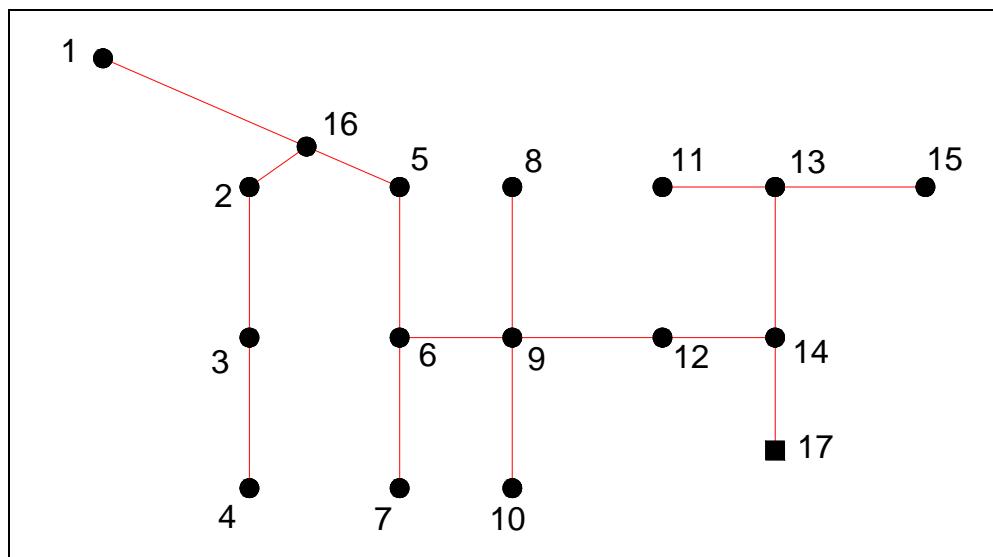
siendo  $S_{\max h}$  el límite térmico del conductor  $h$ , con lo que la expresión total de los costes variables linealizados queda:

$$\sum_{j,h} \text{Coef}_{\text{VAN}} C_{ij}(0.75)(S_{\max h})S_{jh}$$

### **3.1.7.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.**

En el anexo 3, cálculo de las líneas de media tensión (monobjetivo), se muestra como han sido calculados e introducidos todos estos datos en la función coste a minimizar además de las restricciones a las que está sujeta como la primera ley de Kirchhoff, máximas caídas de tensión, radialidad, explicadas anteriormente. A partir de ahí procederemos a estudiar la solución obtenida gracias al programa **Lp\_Solve2.0**. En la **figura 3.5** vemos como la distribución del diseño de media tensión no posee una estructura mallada, es decir, el funcionamiento de una red de estas características funciona de manera radial, pero interesa que exista otro camino a través del cual se puedan conectar otras rutas. De esta manera podríamos alimentar un centro de transformación a través de dos o más caminos diferentes. Este hecho resulta muy importante a la hora de realizar operaciones de reparación, posibles fallos, cortes de suministro, etc., ya que podríamos seguir alimentando esa zona residencial por medio de otro camino alternativo.

Al emplear este programa sólo tenemos en cuenta el nivel económico de la obra, incluyéndose tanto las pérdidas producidas por efecto Joule (costes variables) como el coste de realizar las zanjas e introducir los metros del conductor deseado (costes fijos), por eso nos ha unido todos los sumideros con el menor número de circuitos posibles. La solución más barata de llevar energía a todos los centros de transformación se basa en proyectar las 16 líneas eléctricas que nos muestra la figura. De esta manera el precio de la instalación de la red de media tensión asciende a 247212.98 €. El programa ha necesitado realizar un total de 68 iteraciones para llegar a la solución óptima tardando un total de 284.37 segundos. En el anexo III también se muestran algunas de las iteraciones llevadas a cabo por el mismo. Aunque esta solución no sea una opción que nos interese plasmar en la realidad, lo cierto es que si que nos muestra la manera de suministrar energía logrando el menor número de pérdidas.



**Figura 3.5. Esquema resultante de elegir la solución obtenida a través del diseño óptimo monobjetivo.**

Vemos que el tiempo de cálculo resulta bastante elevado siendo que el caso estudiado no es uno de los más complicados que existen en la realidad, por eso se ha optado por realizar este mismo caso por medio del modelo de diseño óptimo multiobjetivo a través de análisis genético. Además así podremos comparar no sólo la variable económica sino que podremos introducir otras variables que nos resulten útiles conocer, como podría ser la energía esperada no suministrada (EENS) debido a fallos en el sistema introduciéndonos diferentes líneas de reserva.

### **3.2.- MODELO DE DISEÑO ÓPTIMO MULTIOBJETIVO.**

#### **3.2.1 INTRODUCCIÓN DEL ALGORITMO GENÉTICO.**

Los algoritmos genéticos forman parte de la Computación Evolutiva [3], que constituye una familia de modelos computacionales inspirados en la evolución natural.

Los algoritmos genéticos constituyen el paradigma más completo de los que presenta la Computación Evolutiva. Una característica importante es el poco conocimiento específico que precisan, del problema al que se aplican, para su funcionamiento. Permiten resolver problemas con poco esfuerzo computacional, especialmente en los casos en que otros métodos fallan o suponen unos requerimientos computacionales excesivos como podría suceder con el caso de los métodos enumerativos.

Utilizan una población de individuos, la cual evoluciona al ser sometidos dichos individuos a una serie de transformaciones mediante unos determinados operadores. Se emulan los procesos de selección natural y de reproducción presentes en la Naturaleza, siendo los individuos más fuertes los que sobreviven y procrean a lo largo de la ejecución del algoritmo.

Estos algoritmos codifican una posible solución correspondiente a un determinado problema, siendo el resultado un individuo perteneciente a la población formada por las soluciones que se estén considerando, y aplican operadores de mezcla a estas estructuras. Los algoritmos genéticos son considerados usualmente como optimizadores de funciones, aunque el rango de problemas en los cuales han sido y están siendo aplicados es bastante amplio. La mayor parte de la teoría existente sobre algoritmos genéticos se aplica solamente o bien principalmente al modelo introducido por [10], así como a variaciones del mismo.

Existen muchos métodos de optimización que han sido desarrollados en investigación matemática y operativa. Entonces, ¿qué papel realizan los algoritmos genéticos como herramientas de optimización?. Los algoritmos genéticos se suelen describir como métodos de búsqueda global [2], que no hacen uso de información del gradiente. De este modo, las funciones no diferenciables así como las funciones con múltiples óptimos locales constituyen clases de problemas a los cuales se les puede aplicar especialmente los algoritmos genéticos. Los algoritmos genéticos, además de realizar pocas suposiciones sobre el problema que está siendo resuelto, constituyen un método robusto y muy general. Sin embargo, si existe un buen método de optimización especializado para un problema concreto, entonces el algoritmo genético puede no ser la mejor herramienta de optimización para dicha aplicación.

Las características diferenciadoras generales entre los métodos tradicionales de optimización y los algoritmos genéticos son:

Los algoritmos genéticos trabajan con una codificación de las soluciones, en vez de con las soluciones.

Realizan una búsqueda utilizando una población de posibles soluciones, en vez de con una única solución. Así se obtiene, generalmente, un conjunto de soluciones viables para el problema en estudio.

Utilizan una función objetivo (función de evaluación), en vez de utilizar gradientes u otros datos suplementarios. Esto permite resolver problemas con poco conocimiento específico.

Utilizan reglas probabilísticas de transición, en vez de reglas determinísticas. Los operadores que actúan durante la ejecución de un algoritmo genético se aplican con una determinada probabilidad.

#### **3.2.2.- CARACTERÍSTICAS DEL ALGORITMO GENÉTICO DESARROLLADO.**

A continuación se van a indicar los aspectos más relevantes del algoritmo genético que se ha implementado en la simulación llevada a cabo en la misma red eléctrica que en el caso anterior estudiado. Dichos aspectos corresponden, en general, tanto al programa destinado al diseño óptimo monobjetivo como al relativo al diseño óptimo multiobjetivo. Las posibles diferencias entre los dos modelos de diseño (monobjetivo y multiobjetivo) se indican en cada uno de los siguientes apartados.

### **3.2.2.1.- Generación inicial de soluciones con un porcentaje mínimo de ramas.**

La obtención de las soluciones que forman la población inicial se realiza de forma aleatoria, comprobando en todo momento la factibilidad de las topologías resultantes. La forma en que se lleve a cabo puede determinar un mayor o menor tiempo necesario por parte del programa para alcanzar la solución óptima. Es importante conseguir una variedad suficiente de topologías al generar las soluciones iniciales, ya que así se conseguirá que, al aplicar los procesos de cruce y mutación, el algoritmo genético aproveche las mejores características de cada una de ellas para generar los individuos que formarán las sucesivas generaciones. Para lograr este objetivo se ha considerado un nuevo aspecto que es el porcentaje de líneas eléctricas que aparecen en cada una de las topologías propuestas sobre el total de las rutas que participan en el proceso de diseño. Si ese porcentaje es muy elevado, el resultado será tal que, tras eliminar las líneas de flujo nulo, existirá gran similitud entre una buena parte de las soluciones atendiendo a la estructura de la red eléctrica que representan. Por ello lo más conveniente es que el porcentaje de líneas eléctricas que se utilicen sea el menor posible, dentro de lo razonable, para obtener soluciones factibles iniciales que muestren suficientes diferencias entre ellas. Esto aportará, como se ha comprobado experimentalmente, una mayor riqueza topológica y facilitará el funcionamiento posterior del algoritmo genético. En el desarrollo del presente proyecto se ha optado por dar las alternativas más factibles y viables en la unión de unos centros de transformación con otros de manera que se puedan reducir los cálculos a priori resultan no validos.

### **3.2.2.2.- Población y eficiencia de la optimización.**

El tamaño de la población es un factor muy importante para obtener eficiencia. La longitud de las cadenas afecta directamente al tamaño de la población. Largas cadenas precisan mayores poblaciones que cadenas cortas. Esto se debe al mayor número de posibles combinaciones de números enteros (al tener más posiciones la cadena) y a la necesidad de que el algoritmo genético posea una muestra suficientemente variada de soluciones para poder explorar eficientemente todo el espacio formado por las distintas topologías que están representadas por dichas soluciones. Una inadecuada elección en el tamaño de la población puede dar lugar a la obtención de una solución lejana de la óptima. Poblaciones muy pequeñas pueden dar lugar, dependiendo del tamaño del problema que se desea resolver, a la obtención de un mínimo local por no poseer suficientes esquemas iniciales de partida, siendo en ese caso la mutación quien debe actuar para evitar que el algoritmo se estanke en soluciones lejanas a la buscada.

Por lo que permite deducir que una mayor longitud de las cadenas implica un mayor número de esquemas que se pueden explorar, por lo que será preciso aumentar la población a fin de intentar tener muestras del mayor número de esquemas posible y mejorar así el proceso de búsqueda.

### **3.2.2.3.- Implementación del diseño óptimo multiobjetivo.**

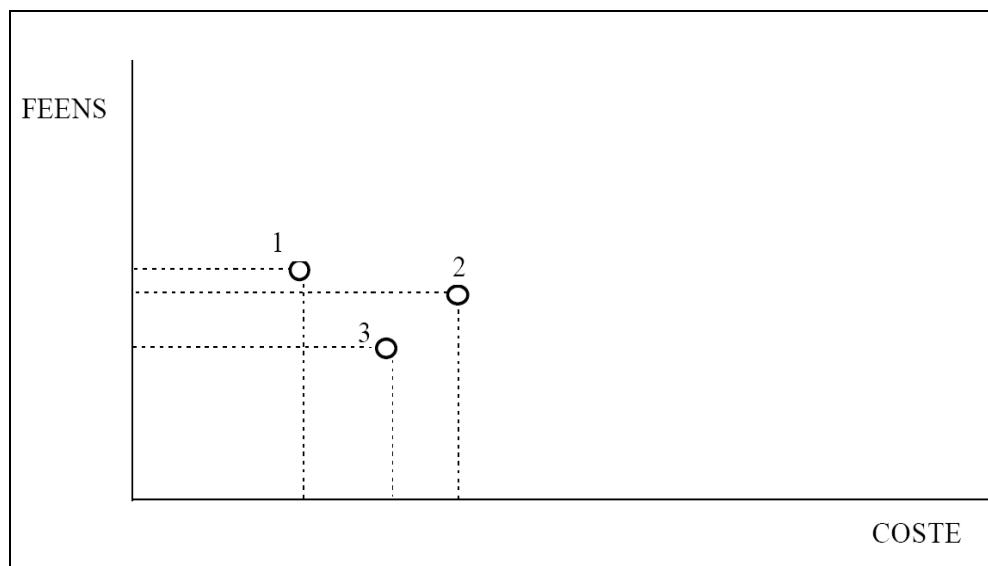
En un problema de optimización es posible que la función objetivo corresponda a un determinado parámetro que se desea minimizar o maximizar. En estos casos los algoritmos genéticos suelen obtener buenos resultados utilizando una determinada función de evaluación (función objetivo), llevando a cabo una optimización monobjetivo, donde se desea minimizar o maximizar un único objetivo. Pero en otras ocasiones se desean obtener soluciones, para un determinado problema, de forma que se mimicen dos o más objetivos simultáneamente, siendo difícil el combinar en una única función objetivo todos los parámetros que se desean minimizar o maximizar simultáneamente. En este caso se debe realizar un diseño multiobjetivo.

En optimización monobjetivo se busca la mejor solución (la que presenta el mayor o menor valor de su función objetivo). En optimización multiobjetivo la noción de optimalidad no es tan obvia, ya que se debe realizar un planteamiento que respete las diferencias existentes entre los objetivos involucrados en el proceso de optimización. Para lograr esto último es útil el concepto de optimalidad de Pareto, con el que no se obtiene una única solución (tal y como sucede en la optimización monobjetivo), sino que se obtiene una familia de soluciones que se denominan no dominadas.

Para nuestro proyecto nos interesa evaluar la fiabilidad de una red de distribución, así como el coste económico global del sistema de distribución de energía eléctrica. A continuación se indica la forma en que se ha realizado esta nueva aplicación.

En la **figura 3.6** se puede observar que se han representado 3 posibles soluciones con sus valores de las funciones de Coste y de EENS (FEENS) para un determinado problema de optimización multiobjetivo.

Las soluciones 1 y la 3 son las soluciones no dominadas, es decir, no existe otra solución que posea, simultáneamente, tanto un menor valor de coste como un menor valor de la función de EENS que los alcanzados conjuntamente en la solución 1 y la 3. Por ejemplo, la solución 2 posee menor el valor de la función EENS que la solución 1, pero el valor de la función del Coste es mayor. Esto hace que la solución 2 sea una solución dominada por la solución 1. Con el criterio de optimidad de Pareto las soluciones 1 y 3, al ser no dominadas, pueden considerarse como “mejores” (más deseables) que la 2 en un contexto de diseño óptimo multiobjetivo (en este caso dos objetivos).



**Figura 3.6. Representación de soluciones en función de su Coste y su FEENS.**

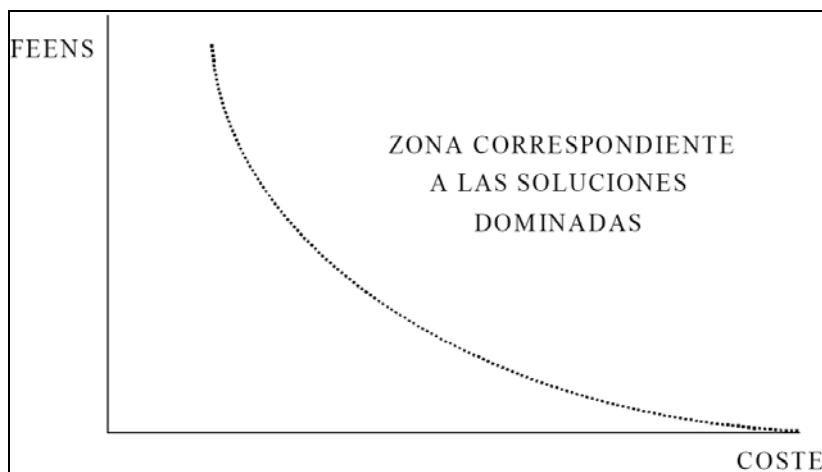
Si una posible solución “no es dominada” por ninguna otra, se la denomina como solución no dominada. Además, dentro de las soluciones dominadas se pueden realizar diferentes clasificaciones, dependiendo del grado de dominancia que presentan. Si una solución solamente está dominada por otra, entonces se la puede denominar como solución dominada de grado 1, si está dominada por dos soluciones se puede denominar como solución dominada de grado 2 y así sucesivamente. En la realización del estudio de este proyecto, se han utilizado soluciones no dominadas, dominadas de grado 1 y dominadas de grado 2.

Las soluciones dominadas de orden 1 poseerán menores aptitudes que las no dominadas, pero mayores que las de orden 2, y así sucesivamente. Aplicando este criterio para la asignación de las aptitudes, que determinan la probabilidad de cruce y de supervivencia al pasar de una generación a otra, se logra implementar un método de optimización multiobjetivo con algoritmos genéticos. En este método el número de objetivos a optimizar puede ser fácilmente mayor que 2, sin que el proceso a aplicar varíe sustancialmente, por lo que puede considerarse que el método es extensible a la optimización multiobjetivo para n objetivos, que en nuestro caso de estudio volvemos a recordar que serán la función de coste y la función EENS.

Para la obtención de dichas soluciones se utiliza un algoritmo genético que encuentra un conjunto de soluciones no dominadas (o casi no dominadas) y además que presentan una topología radial en explotación (pero con “líneas de reserva” adicionales que normalmente están fuera de servicio). Las topologías de las redes de distribución obtenidas son no radiales en su conjunto, pero serán radiales en explotación.

En la **figura 3.7** se ha representado una posible curva formada por las soluciones no dominadas. Se observa que algunas de las soluciones no dominadas pueden llegar, en ocasiones, a presentar un valor nulo asociado a la función de EENS, o relativamente próximo a cero. Estas soluciones incluyen muchas mallas, por lo que su coste económico (especialmente en inversiones) es relativamente elevado. Por otro lado, otras soluciones no dominadas poseen unos valores menores del coste que todas las demás y unos valores relativamente elevados asociados a la función de EENS, aunque obviamente esos valores del coste no pueden nunca ser nulos.

Resulta, en principio, innecesario mallar en exceso la red de distribución (por medio de líneas eléctricas de reserva adicionales que normalmente no se encuentran en funcionamiento), ya que se incrementan los costes excesivamente. Por ello, parece lógico introducir un límite al valor de las inversiones en líneas adicionales. Esta restricción en cuanto al coste se puede establecer, por ejemplo, como un porcentaje sobre el coste de la mejor solución radial (solución óptima de diseño monobjetivo con el objetivo de costes económicos), a la que se le añaden las líneas adicionales. En cualquier caso, esta restricción viene determinada por el criterio del planificador, y puede ser planteada de diversas formas en función de los condicionantes económicos existentes en el diseño de las redes de distribución.

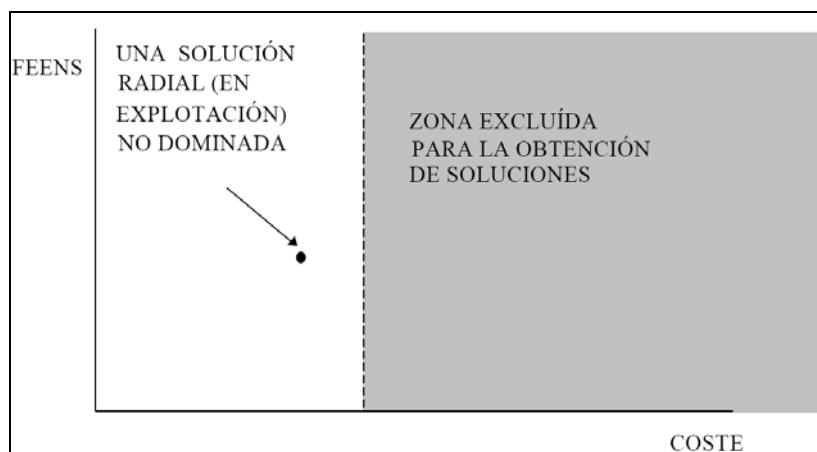


**Figura 3.7. Possible representación de la superficie formada por las soluciones no dominadas.**

En la **figura 3.8** se aprecia cómo el límite impuesto en el coste ha permitido anular una zona del espacio de posibles soluciones.

Las líneas eléctricas de reserva adicionales no aportan coste variable (solamente coste fijo), interviniendo directamente en el proceso del cálculo de la función de EENS. Así, en caso de un fallo en alguna línea de la red radial en explotación, las líneas adicionales pueden transportar potencia, y evitar, total o parcialmente, la falta de suministro de potencia. Aquí se utiliza el algoritmo original que se ha desarrollado para el cálculo de la función de EENS en casos de redes “malladas”.

En resumen, la metodología desarrollada para el diseño óptimo multiobjetivo utiliza un algoritmo para el cálculo de la función de EENS y un algoritmo genético para la obtención del diseño óptimo de una red de distribución teniendo en cuenta las funciones de coste y de EENS como funciones a minimizar simultáneamente. El planificador puede especificar los condicionantes económicos que se deben tener en consideración a la hora de cuantificar las líneas de reserva adicionales en las redes de explotación. Es al final del proceso de diseño cuando el planificador debe intervenir de forma activa para seleccionar la solución (o soluciones) que le parezca(n) más adecuada(s), considerando en ese momento los valores de las funciones de coste y de fiabilidad de cada una de las soluciones no dominadas obtenidas.



**Figura 3.8. Zona excluida en el proceso de búsqueda de soluciones por limitación del coste.**

### **3.2.2.4.- Tasas de cruce y mutación. Elección de valores adecuados de las tasas. Parámetros de los operadores. Influencia en el proceso de optimización.**

En los artículos especializados [3], [9] se señalan los valores adecuados de las tasas de cruce y de mutación, indicando unos rangos para dichos parámetros que ofrecen los mejores resultados para determinados problemas de optimización. Estos valores son: Tasa de cruce de 0.4-0.9, y una tasa de mutación de 0.01. Los valores dependen del tipo de problema a resolver y del método de eliminación o conservación de soluciones al pasar de una generación a otra. En el presente proyecto se ha partido de dichos valores y se han ido modificando hasta obtener los mejores resultados en cuanto a velocidad de cálculo y convergencia de soluciones para el diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica.

Una tasa de cruce de valor muy elevado ralentiza el desarrollo del algoritmo. Además, da lugar a una búsqueda dirigida por parte del algoritmo genético, ya que son las soluciones con mayor aptitud las que poseen más probabilidad de ser utilizadas para formar otras nuevas al aplicar el operador cruce.

Una tasa de mutación elevada produce una búsqueda aleatoria en la que a partir de unas determinadas soluciones se obtienen otras que surgen de la modificación de algunas de las líneas eléctricas de aquellas soluciones previas.

Por estos motivos, es preciso calibrar de forma adecuada estos dos parámetros para evitar que la convergencia hacia una solución sea excesivamente rápida (tasa de cruce demasiado elevada) o que no converja (tasa de mutación excesivamente grande). En los experimentos realizados se observa que, para el tipo de problema tratado, es preferible utilizar tasas de cruce y tasas de mutación relativamente inferiores a las recomendadas por la bibliografía, asegurando la convergencia si se guardan las mejores soluciones que se van obteniendo en cada una de las generaciones.

De esta manera, tras completar el proceso de muestreo (reproducción), cruce y mutación, podemos decir que ha transcurrido una generación en la ejecución del algoritmo genético.

### **3.2.2.5.- Evolución de las soluciones en cada generación. Criterios para tratar las soluciones en nuevas generaciones.**

Durante los procesos de cruce y mutación algunas cadenas son reemplazadas por otras nuevas, ya que la población total permanece constante a lo largo de las generaciones. Por ello, debe de establecerse algún criterio de selección que determine las cadenas que han de ser suprimidas.

Al aplicar el operador cruce se ha considerado que las nuevas soluciones, que aparecen a partir de dos ya existentes, deben de sustituir a las peores soluciones de entre todas las que existan en la generación en curso. Con ello se logra preservar a las soluciones más adecuadas y se emula el proceso de selección natural. Este procedimiento conlleva el hecho de que las soluciones con menor aptitud sean las principales candidatas a desaparecer durante el proceso de cruce.

Tras la realización de todos los cruces correspondientes a una determinada generación, se procede a un nuevo cálculo de las aptitudes y a ordenar las soluciones de mayor a menor aptitud antes de aplicar mutación.

Una solución que sufre mutación es reemplazada por la nueva cadena que surge al mutar. Esto evita que aparezcan muchas cadenas similares tras pocas generaciones, lo cual produciría una convergencia prematura hacia soluciones que podrían no estar cercanas a la óptima. El sistema utilizado en la mutación posee una excepción, y se presenta cuando la solución que sufre mutación es una de las de mejor aptitud. Para evitar que se pueda perder una solución con muy alta aptitud se procede a reemplazar a una de las peores (comenzando por la última tras la ordenación realizada después de la aplicación de los cruces).

Otros criterios diferentes pueden aplicarse dependiendo del tipo de problema que se desea resolver y de los resultados que se vayan obteniendo en los diversos experimentos que se realicen. En el presente proyecto se ha optado por los criterios indicados, siendo los resultados obtenidos satisfactorios.

Tras la reproducción, cruce y mutación, se tiene una nueva generación formada por individuos, cada uno de los cuales representa una solución del problema de diseño.

### **3.2.2.6.- Consideración de la restricción de radialidad.**

Se ha implementado favoreciendo a aquellas soluciones que, aunque posean peor función objetivo, presenten un menor número de ramas que otras. De esta forma, una vez que se han evaluado las soluciones de la población, se ordenan según su función objetivo de costes, pero posteriormente puede cambiar este orden si se atiende al número de líneas que presentan las soluciones. Así, finalmente se obtiene una ordenación de las soluciones como resultado de dos procesos, uno que las coloca según el valor de su función objetivo de costes, y otro que puede modificar las posiciones establecidas en ese primer proceso a causa del número de líneas de que consta cada una de las soluciones. Por lo tanto, el orden final (utilizado para la reproducción y cruce) colocará en los primeros lugares a aquellas soluciones con menor número de ramas, y entre las que tengan el mismo número existirá una ordenación tal que se encuentren primero las de mejor función objetivo.

### **3.2.2.7.- Consideración de las restricciones de máximas caídas de tensión.**

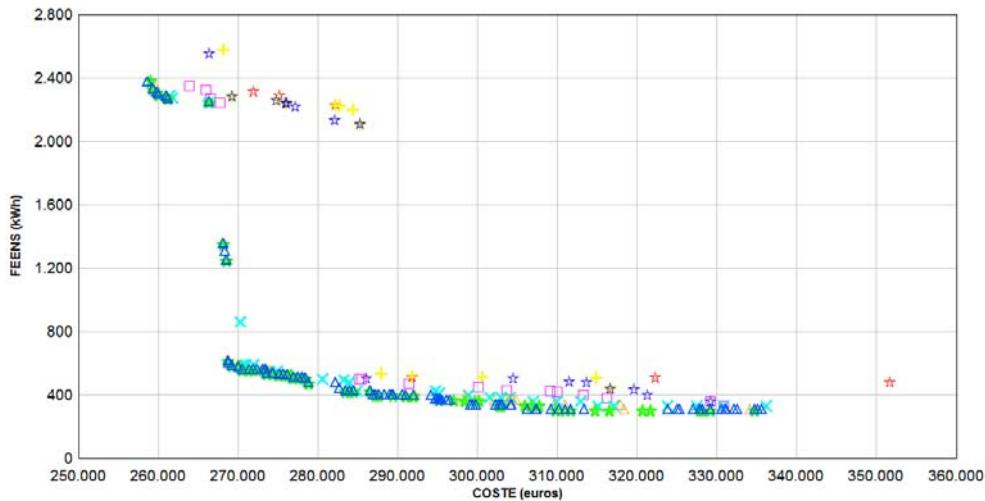
El diseñador determina el máximo porcentaje que considera permisible en las caídas de tensión en las líneas. Si una solución no cumple, en alguna de sus líneas con este requisito, no es considerada factible y no puede pasar a formar parte de la población de las soluciones a lo largo de la ejecución del algoritmo. Desechar soluciones que no cumplen con la restricción de máximas caídas de tensión no implica limitar al algoritmo en cuanto al campo de búsqueda total de éstas, ya que realmente lo que se está haciendo es desechar esquemas inútiles puesto que pertenecen a soluciones inviables según una de las restricciones del problema de diseño (máximas caídas de tensión permisibles) que se ha planteado. Como únicamente se calculan las caídas de tensión (y por lo tanto se aplica la correspondiente restricción) en las redes con configuración radial, no se desecha ninguno de los esquemas correspondientes que se encuentran representados por las soluciones malladas (tal y como serán casi todas las soluciones en las primeras generaciones del algoritmo genético). Por lo tanto, cuando se desechan soluciones por no cumplir con las restricciones de máximas caídas de tensión permisibles, se están eliminando soluciones radiales, pero no las malladas de las cuales provienen dichas soluciones radiales, por lo que no se pierde durante la optimización información relevante para el proceso de búsqueda de soluciones.

## **3.2.3.- SOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.**

Como ya se comentó en la resolución llevada a cabo a través del modelo de diseño óptimo monobjetivo, se trata de una red con 16 sumideros (puntos de demanda), 1 subestación (puntos de suministro) y 39 rutas propuestas para la construcción de líneas, no existiendo líneas construidas antes de proceder a la realización del diseño. Tras haber hecho una breve introducción no solo del funcionamiento del algoritmo genético utilizado sino también de los parámetros a tener en cuenta, vamos a mostrar los valores que finalmente hemos utilizado para desarrollar la muestra definitiva a nuestro proyecto.

- Población: 215
- Generaciones: 250
- Tasa de cruce: 0.2
- Tasa de mutación: 0.05
- Factor de mutación: 10
- Eliminar ramas: si
- Filtro: si
- Coste permitido(%): 30

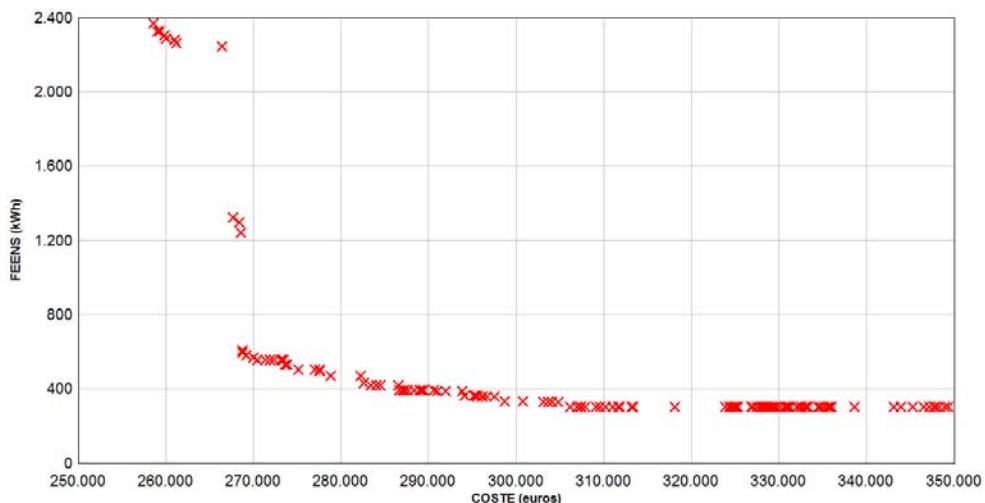
Se ha implementado el operador “filtro”, el cual permite desechar las soluciones que, a causa del gran número de líneas de reserva que contienen, presentan un coste excesivamente elevado. Este operador nos permite limitar la inversión en líneas de reserva. Tal y como se comentó anteriormente, así se restringe la zona donde pueden estar ubicadas las soluciones no dominadas (que formarán la curva de soluciones no dominadas). Por lo tanto, el valor de coste, que determina el límite aceptable que pueden alcanzar las soluciones, comienza siendo relativamente elevado en las primeras generaciones, para ir reduciéndose a medida que lo haga el valor que presente la solución cuya función objetivo de costes sea la menor de entre todas las no dominadas. Así se evita que se pierdan posibles buenas soluciones durante el proceso de optimización, soluciones que podrían generar (a través del cruce y mutación) otras no dominadas a lo largo de la ejecución del algoritmo.



**Figura 3.9. Evolución de las curvas de soluciones no dominadas en el diseño óptimo multiobjetivo.**

En la **figura 3.9** se observa la evolución de la curva de soluciones no dominadas a lo largo de la ejecución del algoritmo genético. En el eje horizontal se ha representado el valor de la función objetivo de costes y las unidades utilizadas han sido euros. En el eje vertical se ha indicado el valor de la función FEENS siendo las unidades kWh. En todas las figuras de este tipo que aparecerán en los siguientes apartados del capítulo (y que muestran curvas de soluciones no dominadas) se han utilizado las unidades indicadas. Se ha representado dicha curva para 5 generaciones (estrellas rojas), 10 generaciones (cruces amarillas), 15 generaciones (estrellas azules), 25 generaciones (cuadrados fucsias), 50 generaciones (aspas azul), 100 generaciones (triángulo naranja), 150 (estrella verde) y 200 generaciones (triángulo azul). La solución final se produce cuando el programa ha realizado 250 generaciones y corresponde a la figura 2 representada por aspas rojas. En ella se recogen todas las soluciones no dominadas alcanzadas definitivamente y que posteriormente pasaremos a analizar.

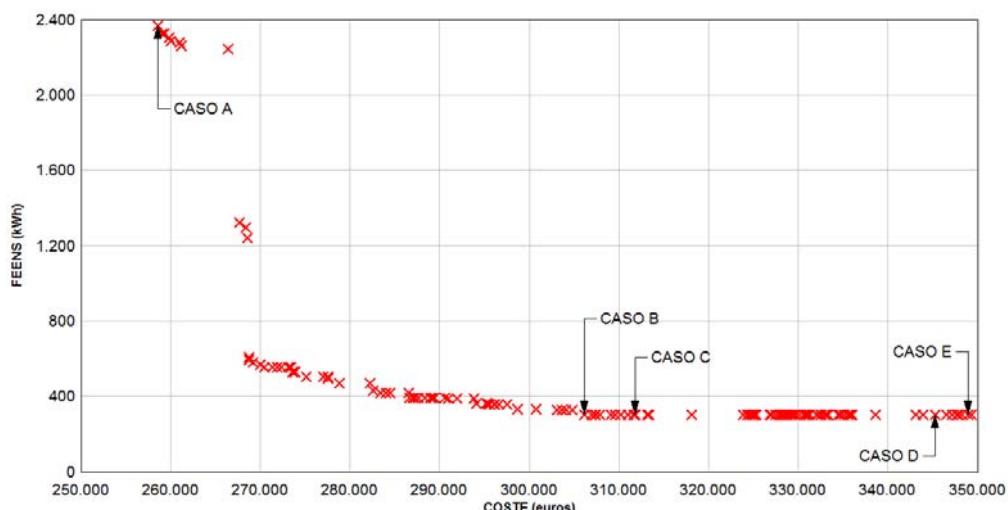
En un proceso de minimización, como es nuestro caso, las cadenas con los valores asociados de función objetivo más pequeños poseen las aptitudes mayores. Por lo tanto, las cadenas con grandes aptitudes, que indican pequeño coste, poseen una alta probabilidad de sobrevivir en las siguientes generaciones. Un 100 % de probabilidad de supervivencia es asignada a las mejores soluciones de cada generación, esto evita la posible desaparición de las mejores configuraciones al pasar de una generación a otra, permitiendo que el algoritmo converja hacia mejores soluciones de una forma rápida. Con ello se evita que al pasar de una generación a otra se pueda producir un empeoramiento en el valor de la función objetivo de las mejores soluciones debido a la pérdida de alguna de las mejores soluciones. Esta técnica provoca que el avance de dicha curva sea muy rápido al principio donde las soluciones encontradas pronto son sustituidas por otras no dominadas y más lento a medida que el proceso de optimización multiobjetivo avanza.



**Figura 3.10. Curva de soluciones no dominadas alcanzada al final del diseño óptimo multiobjetivo.**

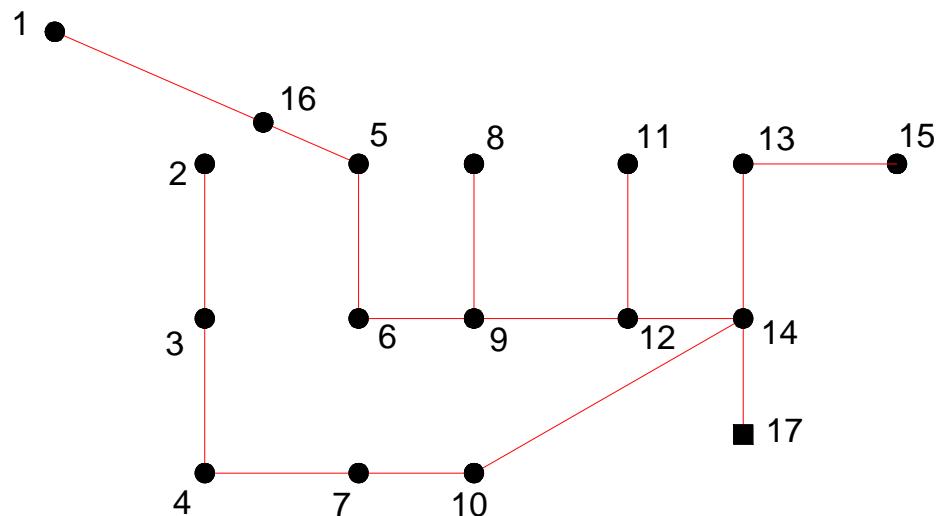
La variedad de soluciones obtenidas en la **figura 3.10** nos permite seleccionar la solución que presente unos costes adecuados dependiendo de las restricciones económicas (inversiones) que se nos impongan y considerando las pérdidas que se producirán en la red, con el fin de lograr una fiabilidad satisfactoria del sistema de distribución en estudio. Ahora deberemos analizar las soluciones obtenidas y seleccionar una solución de entre las no dominadas suficientemente satisfactoria tanto en términos de fiabilidad como en términos económicos. Para ello, deberemos realizar un estudio detallado de una determinada zona de la curva de soluciones no dominadas, donde, en principio, se desecharían aquellas que estuvieran fuera de unos determinados rangos aceptables (seleccionados por nosotros mismos) para la función de costes y para la función de la EENS. Así, podremos ir avanzando desde las soluciones más baratas a las más caras evaluando, por ejemplo, la variación en términos económicos por cada kWh de energía esperada no suministrada (EENS) al pasar de una solución no dominada a otra dominada. Paralelamente podemos también analizar la variación correspondiente en kWh de EENS por cada miles de euros de costes asociados al sistema de distribución. Entre todas las soluciones obtenidas encontraremos muchas de ellas que serán no dominadas y presentarán una configuración radial en explotación (generalmente las que posean un menor coste económico) y otras muchas que serán malladas y las cuales poseerán un valor de la función EENS menor.

En la **figura 3.11** se muestran los 5 casos donde vamos a realizar un estudio más detallado y a partir de los cuales podremos elegir la solución que consideremos más adecuada gracias a los resultados proporcionados por el algoritmo genético.



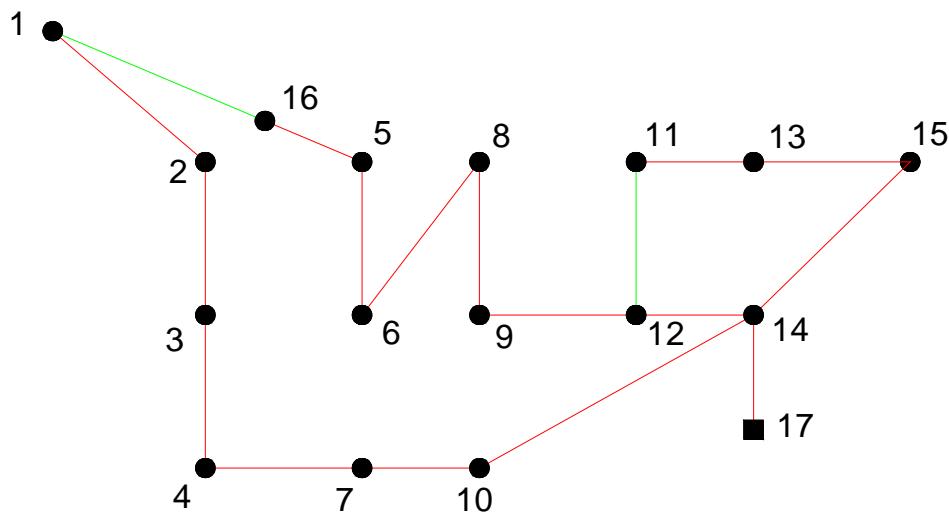
**Figura 3.11. Casos a estudiar de la curva de soluciones no dominadas alcanzada al final del proceso.**

En esta red, donde inicialmente no existe ninguna línea construida, la solución más económica hace referencia al CASO A y presenta un coste de 258.564,92 € y nos proporciona un valor de la función EENS de 2.370,19 kWh. Claramente esta solución, aun siendo la más barata, presenta un valor superior en comparación al valor obtenido a través del modelo de diseño monobjetivo que eran 247.212,98 €, es decir nos supone un 4,39 % más de inversión económica. Esto se debe a que el modelo monobjetivo trabaja con todas las opciones posibles, sin discriminar a ninguna, mientras que el algoritmo genético parte de un conjunto de soluciones. Como consecuencia, podemos ver que el tiempo necesario para que el programa monobjetivo encuentre la solución optima es de 284,37 segundos frente a los 18,93 segundos del algoritmo genético. El esquema del resultado de las líneas a construir se muestra en la **figura 3.12**. En este caso vemos que la solución obtenida no presenta un carácter mallado por lo que no consideramos esta solución aconsejable a pesar de ser la opción más favorable económicoamente.



**Figura 3.12. Esquema resultante de elegir la solución del CASO A.**

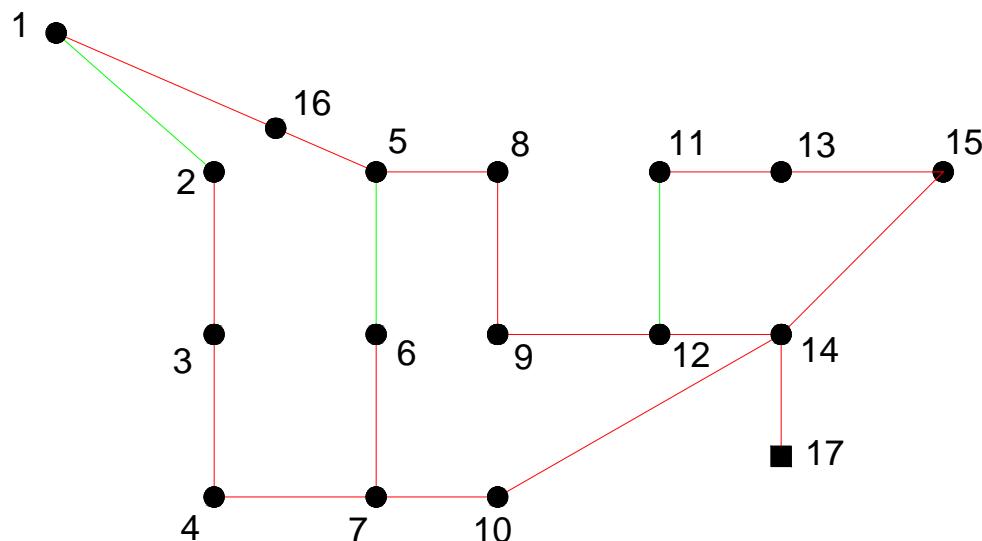
Otra de las soluciones que hemos considerado interesantes para estudiar, es el correspondiente al CASO B. En ella vemos como se reduce considerablemente la energía eléctrica no suministrada hasta obtener el menor valor que podemos conseguir, 302,507 kWh. Esta opción nos ofrece un coste de 306.142,98 € de los cuales 25.938,45 € hacen referencia a las dos líneas de reserva que se construyen, pero a través de las cuales no se suministra energía. Estas líneas entrarían en funcionamiento si se produjera algún tipo de fallo en las líneas convencionales, para evitar de esta manera que una zona residencial de la zona urbanizable se quedara sin energía. En la **figura 3.13** se muestra el esquema del sistema de distribución de las líneas de media tensión que serían necesarias construir. En color verde aparecen las líneas que se construyen pero que como ya hemos explicado permanecerían sin transportar energía, las líneas de reserva.



**Figura 3.13. Esquema resultante de elegir la solución del CASO B.**

En el esquema representado en el esquema 2, al contrario que el del esquema 1, podemos observar como presenta una distribución mallada aunque su funcionamiento sea radial ya que solo se transporta energía por las líneas que aparecen representadas en color rojo.

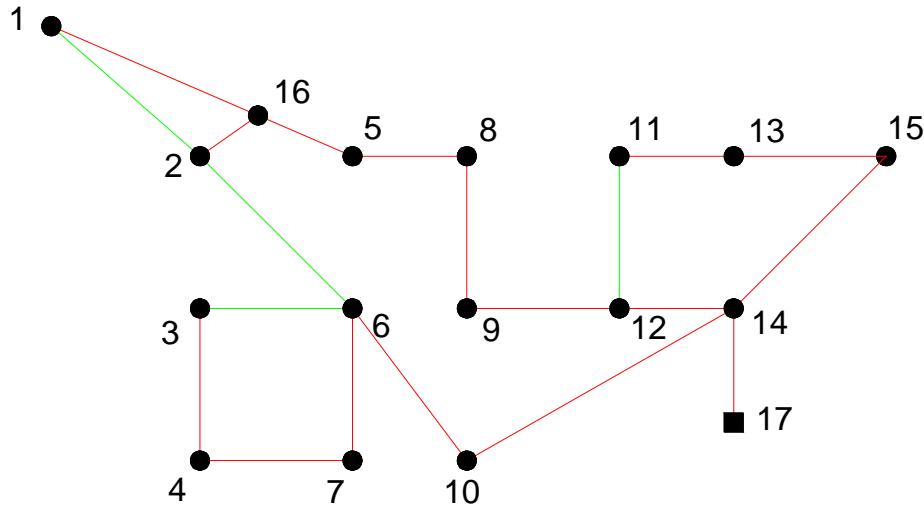
Debido a que ya hemos obtenido el valor mínimo de la energía esperada no suministrada en el caso estudiado anteriormente, CASO B, ahora vamos a ver si el aumento en la introducción de líneas de reserva provoca que el coste se vea afectado considerablemente. El menor valor de la función EENS lo hemos obtenido en el límite de 302,507 kWh debido a que el programa calcula la energía esperada no suministrada provocando fallos en las diferentes líneas a través del factor landa que corresponde a la probabilidad de que se produzca un fallo por metro en una línea a lo largo de un año. Como sólo tenemos una línea que comunica la subestación con el sumidero 14, al producirse un fallo en dicha línea no llegará energía a ningún punto de todo el sector. Para poder disminuir este valor hasta conseguir que sea nulo, al final introduciremos algunas mejoras que se podrían realizar. En la **figura 3.14**, correspondiente al CASO C se muestra el caso más económico en el cual nos encontramos 3 líneas de reserva.



**Figura 3.14. Esquema resultante de elegir la solución del CASO C.**

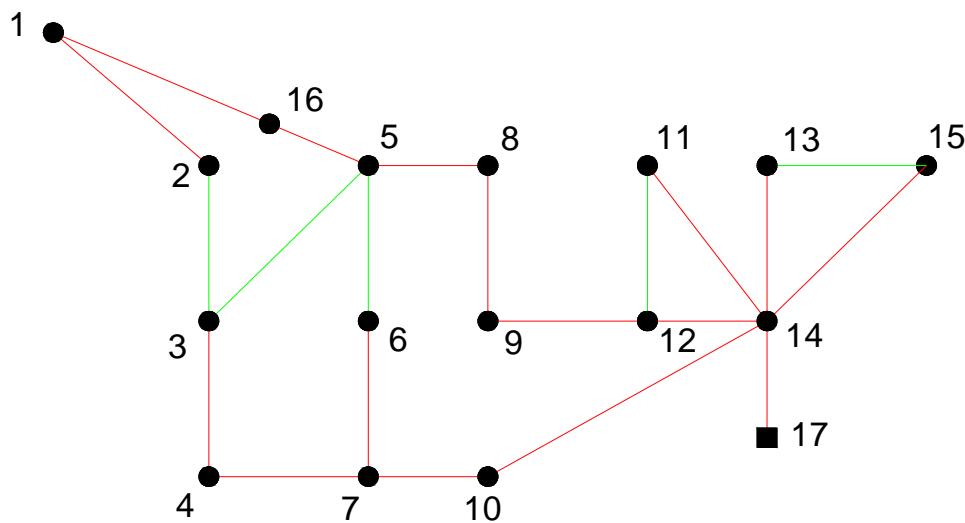
La función coste presenta un valor de 311.810,47 € con lo que sólo supone un aumento en la inversión del 1,81 % obteniendo de esta manera una mayor ventaja ante ciertos imprevistos como pueden ser averías, roturas, reparaciones... La función de la energía eléctrica no suministrada no puede mejorarse respecto al valor de 302,507 kWh debido al motivo explicado anteriormente. Este esquema permitiría seguir suministrando energía aunque fallara una de las 3 líneas principales que posee: línea 14-15, línea 14-12, línea 14-10. Si fallara una de dichas líneas, la energía podría transportarse por las otras 2 alternativas abriendo alguna de las líneas que se encuentran como reserva teniendo en cuenta el límite de potencia que puede transportar una línea de estas características,  $3 \times 1 \times 400$  (Al), ya que en ningún caso podría superar el límite de 13.380 kVA. Al realizar esta distribución vemos que tenemos 4 centros de transformación que resultan principales, que son los sumideros 14, 12, 5 y 7 ya que a partir de ellos se suministran otros centros secundarios que únicamente son de entrada y salida.

La siguiente solución más económica donde encontramos 4 líneas de reserva es el CASO D y se representa en la **figura 3.15**. En ella pese a no mejorar el valor de la función EENS, se produce un aumento en el precio del 11,31 % respecto al caso B obteniendo un coste de 345.205,64 €. Vemos como esta distribución de las líneas de media tensión es completamente diferente a los casos estudiados anteriormente. Por esta razón la decisión de elegir una solución u otra dependerá no solo de la inversión económica de la que dispongamos sino también del juicio y experiencia del ingeniero.



**Figura 3.15. Esquema resultante de elegir la solución del CASO D.**

Conforme aumentamos el número de líneas de reserva es normal que aumente el coste ya que cada vez tenemos que realizar un mayor número de zanjas, introducir más metros de cable con lo que aumentan tanto los costes fijos como los variables. En una de las últimas soluciones ofrecidas por el programa, CASO E encontramos 5 líneas de reserva y el coste resulta de 348.952,09 €. A pesar de que este último caso sólo supone un aumento de 3.750 € respecto al caso anterior, la verdad que no merece la pena tenerla presente como una de las alternativas que podríamos llevar a la realidad ya que no nos ofrece muchos cambios. Su representación gráfica se observa en la **figura 3.16**.



**Figura 3.16. Esquema resultante de elegir la solución del CASO E.**

Tras haber realizado este análisis de los datos obtenidos por el programa de algoritmos genéticos hemos comprobado que uno de los inconvenientes que tenemos cuando falla una/s línea/s es el límite de energía que puede suministrar una línea, ya que al tener que hacer circular más energía por el resto de líneas nos encontramos con los 13.380 kVA que tiene como límite. Una de las soluciones que podríamos llevar a cabo para solucionar este problema sería aumentar el tamaño del conductor, aumentando de esta forma el límite de la potencia máxima que se puede transportar por ellas. Esto encarecería considerablemente la solución, la diferencia de precios se muestra en la **tabla 1**.

TIPO CONDUCTOR	LÍMITE (kVA)	COSTE FIJO (€/m)
3 x 1 x 400 (Al)	13.380,09	48,8
3 x 1 x 400 (Al) x 2	26.760,18	97,6

**Tabla 1. Diferencia de precios y potencia de dos tipos de cables.**

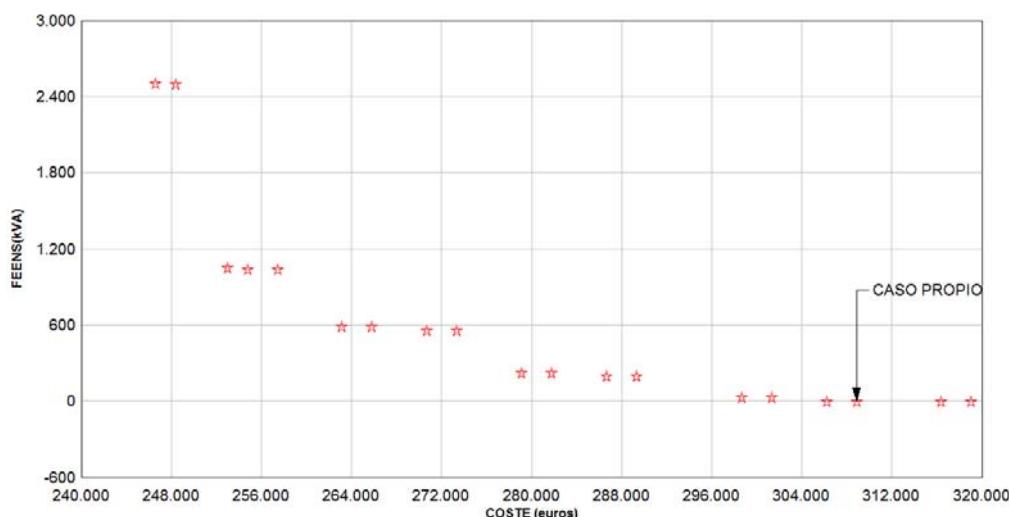
En segundo lugar, hemos observado que la carga no está centrada, es decir que está desplazada hacia la derecha, suministrándose toda la potencia necesaria para esta zona residencial a partir del centro de transformación que se representa con el número 14. Por esta razón una de las soluciones sería intentar centrar la carga construyendo 2 anillos formados por los sumideros que aparecen expuestos en la **tabla 2**. Esta distribución se representa en el esquema 6 y donde hemos colocado 4 líneas de reserva. La línea de reserva constituida por los sumideros 7 y 10 la hemos llevado por otra zona por si hubiera algún tipo de problema en la línea para que no se quedara sin energía toda la margen izquierda (anillo 1). De esta manera al llevarla por otro camino diferente evitamos posibles fallos por rupturas del conductor debido a obras, reparaciones, fases de mantenimiento, ... es decir evitamos el fallo simple.

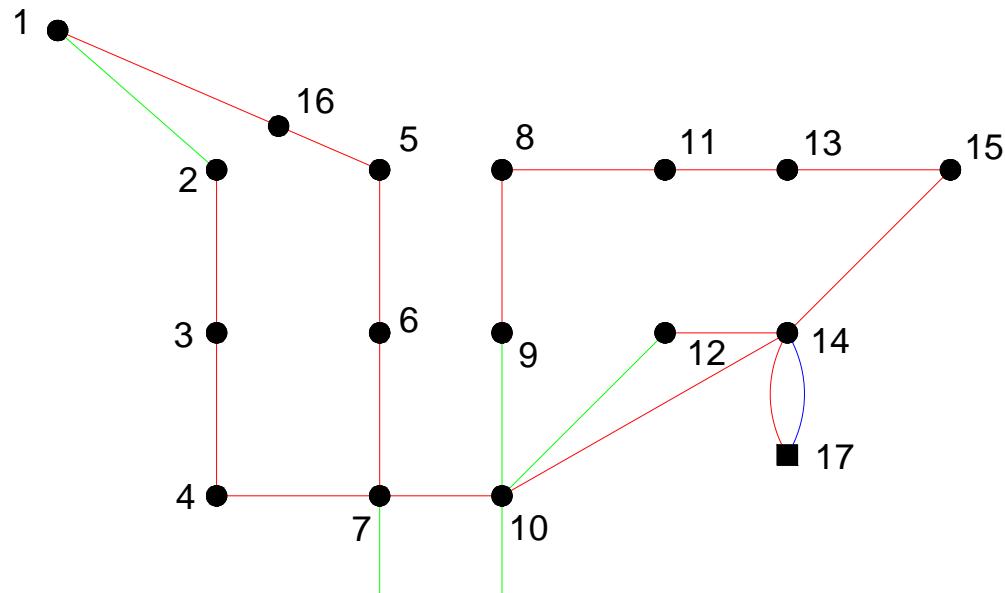
	SUMINISTRO	Potencia (kW)
ANILLO 1	CT 7 - CT 4 - CT 3 - CT 2 - CT 1 - CT PRIVADO (16) - CT 5 – CT 6	8.223,25
ANILLO 2	CT 14 - CT 12 – CT 10 - CT 9 - CT 8 - CT 11 - CT 13 - CT 15	9.406,49

**Tabla 2. Centros de transformación incluidos en cada anillo.**

Por último para conseguir un valor de la función de la energía esperada no suministrada nulo, deberíamos construir otra línea de las mismas características que la 17-14, ya que es la línea por la cual circulan los 17.630 kVA que necesita todo el sector a estudiar. Esta decisión dependerá de los inversores, en nuestro caso vamos a incluirle un valor de 0 € para comprobar que obtendríamos el resultado explicado ya que nosotros solamente estamos estudiando la red de distribución de media tensión entre los diferentes centros de transformación.

Para obtener la solución que nosotros hemos desarrollado hemos introducido la gran mayoría de las líneas que queremos que se construyan como fijas dejando algunas otras variables para que el programa nos de diferentes soluciones de precios, fiabilidad y líneas de reserva. La solución se muestra en la **figura 3.17** en la cual indicamos donde se encuentra la solución que nosotros habíamos preelegido.

**Figura 3.17. Curva de soluciones no dominadas alcanzadas en el estudio propio con el diseño óptimo multiobjetivo.**



**Figura 3.18. Resultado propuesto.**

Como se puede observar en la **figura 3.18** la distribución de la red de MT ha quedado dividida en 2 anillos y además hemos centrado la potencia en el sumidero 10. Esto lo hemos conseguido construyendo las líneas que unen los sumideros 10-14 y las líneas 10-12; 12-14 permitiendo dos caminos diferentes por si alguna de dichas líneas fallara. Lo mismo ocurre con la línea 7-10. La función coste de la distribución elaborada en el esquema 6 es de 308.842,15 € y su coste de manera detallada se muestra en el Anexo 3 de dicho proyecto. El programa ha tardado 5.75 segundos en realizar toda la simulación, menos tiempo que la primera vez ya que hemos eliminado bastantes líneas además de fijar otras. En este caso propuesto vemos como seguimos teniendo 3 líneas principales pero a diferencia con los casos estudiados anteriormente, ahora sólo tenemos 3 centros de transformación principales, los sumideros 7, 10 y 14. Esto implica un menor número de problemas además un menos coste ya que el resto de transformadores son secundarios, es decir poseen una celda de entrada y otra de salida.

Como en el resto de esquemas las líneas rojas hacen referencia a las líneas construidas y por las cuales circula energía, por el contrario las líneas verdes también corresponden a líneas que se construyen pero por las que no circula potencia, son líneas de reserva. Por último la línea de color azul es la nueva línea que hemos introducido para comprobar que de esta manera la energía esperada no suministrada podía alcanzar un valor nulo. Dicha línea permanece construida aunque toda la potencia circule por la otra que une los sumideros 17 y 14.

En la segunda parte del Anexo 3, cálculo de las líneas de media tensión (multiobjetivo), podemos ver todos los cálculos que se han llevado a cabo además de las iteraciones que el programa ha realizado hasta alcanzar la solución deseada.

### 3.3.- RED DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN.

#### Descripción

Se prevé una red de media tensión formada por el conductor RHZ1 de  $3 \times 1 \times 400 \text{ mm}^2$  Al 12/20 kV integrando los dieciséis centros de transformación que se han ubicado en el sector. En él, se han previsto trece centros de transformación sencillos, es decir, únicamente poseerán una celda de entrada, otra de salida y otras 2 celdas de protección, una para cada transformador. De estos CTs, el que se encarga de sustentar el Servicio de Equipamiento Educativo 1 (SE-E1) se alimentará directamente en media tensión debido a la elevada potencia que necesita, por lo que será un centro de transformación de cliente o abonado. Los CT 10 y 14 tendrán 5 celdas de línea, en este último dos de las líneas provendrán del punto de suministrado determinado por ERZ Endesa, mientras que en el CT 7 tendremos 4. Al igual que en los centros anteriores estos también poseerán 2 celdas de protección [17].

La conexión entre centros de transformación se realiza de manera ortogonal, consiguiendo la unión en anillo para evitar de esta manera posibles fallos y un aumento de la fiabilidad en el suministro de la potencia.

El punto de suministro proporcionado por la Compañía Suministradora se encuentra en el Camino de Épila, próximo al Centro de Transformación 14, por lo que consideramos éste como punto de partida. Como la carga conjunta de dicho proyecto se encuentra desplazada realizaremos una unión doble entre el CT 10 y el CT 14, formando 2 anillos y consiguiendo repartir de esta manera el peso de la potencia necesaria suministrar. Además así evitaremos la posibilidad de pérdida en el suministro a causa de un fallo simple en una línea. Plano 2.2 – Planta general red de Media Tensión – OBRA ELÉCTRICA.

#### Sistema de instalación

Los conductores se alojarán en zanjas de 0,90 m de profundidad y de 0,60 m, 0,80 m y 1 m de anchura, según se coloquen 1 o 2 ctos, 3 y 4 ctos respectivamente, sobre un lecho de arena de río lavada de 5 cm de espesor, cubiertos por otra capa de arena de río lavada hasta 25 cm de espesor además se han colocado dos tubos de PEAD de doble capa (450 N) de 63 mm de diámetro para comunicaciones o telemundo y colocando sobre todo una protección mecánica formada por una capa de ladrillos o placa de plástico PPC. Se colocará una cinta de señalización de las características indicadas en la RU 0205, a una distancia no menor de 40 cm encima de la protección mecánica. Las zanjas se llenarán con zahorra natural, compactada por tongadas de 15 cm de espesor máximo, alcanzando una densidad de relleno mínima del 98 % Proctor.

En los tramos en los que las zanjas discurren bajo calzada las canalizaciones estarán constituidas por una zanja de 1,15 m de profundidad y 0,60 m, 0,80 m y 1 m de anchura, en las que se colocarán seis, nueve o doce tubos, respectivamente, de PEAD de doble capa (450 N) de 110 mm de diámetro en un prisma de hormigón HNE-15 de 0,50 m de espesor. Se colocará una cinta de señalización de las características indicadas en la RU 0205, a una distancia no menor de 40 cm encima del prisma de hormigón. Las zanjas se llenarán con zahorra natural, compacta por tongadas de 15 cm de espesor máximo, alcanzando una densidad de relleno mínima del 98 % Proctor.

En el Plano 2.1 – Planta general red de Media Tensión – Obra civil, se representan las zanjas que serán necesarias efectuar con las dimensiones además de su ubicación en el sector residencial.

Todos los esquemas donde se representan las diferentes situaciones que encontramos en el proyecto y donde se reflejan todas las medidas y características de cada zanja se muestran en los planos:

- Plano 2.4.1 – Zanja M.T. en tierra 1 y 2 ctos.
- Plano 2.4.2. – Zanja M.T. en acera 1 y 2 ctos.
- Plano 2.4.3 – Zanja M.T. en acera 3 y 4 ctos.
- Plano 2.4.4. – Zanja M.T. cruce calzada 1 cto. + reserva y 2 ctos + reserva.
- Plano 2.4.5. – Zanja M.T. cruce calzada 3 ctos + 1 reserva.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones que podemos extraer de este proyecto corresponden principalmente a la zona donde hemos utilizado los programas iterativos para el cálculo en la distribución de la red de media tensión ya que en el resto del proyecto el proceso realizado es el que se llevaría a cabo en la realidad rigiéndonos por las normas y leyes que existen actualmente.

La potencia necesaria para proveer energía a todo el polígono residencial es de 17.629,74 kW y se ha distribuido a través de 15 centros de transformación, que serán de tipo compañía, por medio de 86 circuitos del tipo RV - 0,6 / 1 kV de Aluminio de  $3 \times 1 \times 240 + 1 \times 150 \text{ mm}^2$  a  $3 \times 230/400 \text{ V}$ .

Sin embargo, el centro de transformación que alimenta el servicio correspondiente al equipamiento educativo (SEE) será alimentado directamente en media tensión ya que la potencia necesaria es bastante elevada. De esta manera estos transformadores serán de tipo cliente o abonado.

Posteriormente hemos realizado un estudio para calcular la red de distribución en media tensión a través de un programa monobjetivo y otro multiobjetivo. A continuación se resumen las características y las diferencias que hemos encontrado entre ambos.

En primer lugar, explicar que el **Lp\_solve** es un programa muy robusto que utiliza un algoritmo de ramificación y acotamiento para la resolución de problemas enumerativos lineales. Por esta razón permite la resolución de problemas de dimensiones relativamente grandes comparados con los que usualmente se pueden abordar con programas de características técnicas similares. Uno de los inconvenientes que presenta es la imposibilidad de poder resolver problemas con costes variables no lineales, como es habitual en esta clase de programas, por lo que solamente es posible comparar los resultados obtenidos con el algoritmo genético utilizando el modelo de costes variables linealizados. Debido a la resolución de problemas de programación entera mixta lineal, el programa Lp\_solve puede resolver cualquier tipo de problema de este tipo aunque su mayor inconveniente es que para el diseño óptimo de redes de distribución de dimensiones significativas (mayores que la estudiada en este proyecto) necesita tiempos de cálculos muy elevados. Esto es consecuencia de la necesidad, del algoritmo de ramificación y acotamiento, de guardar información sobre un apreciable número de las soluciones que se han ido explorando hasta el instante en el que se encuentre el proceso de optimización. Resulta complejo, para este tipo de programas, considerar en la optimización restricciones como las de máximas caídas de tensión o la restricción de radialidad, así como realizar cálculos relacionados con la evaluación de la fiabilidad de la red eléctrica, siendo en algunos casos difícil la utilización de determinados modelos matemáticos.

Por otro lado, el programa **Genpower** el cual se basa en el uso de algoritmos genéticos posee la característica de que suele ser fácilmente aplicable a cualquier problema combinacional. Una de las ventajas que posee este método es que no presenta una dificultad excesiva a la hora de aplicar una determinada codificación y obtener las funciones de evaluación y de aptitud aun cuando sea escaso el conocimiento que se tenga del problema a tratar. Otra ventaja que posee es que no necesitan hacer uso de tanta memoria como los métodos enumerativos de búsqueda de soluciones permitiendo abordar problemas de optimización de mayor tamaño por no existir dicha limitación. Esto se debe a que la máxima cantidad de memoria utilizada por un algoritmo genético suele ser constante a lo largo de todo el tiempo que dura su ejecución, ya que no precisa guardar información de lo que sucedió en las generaciones anteriores a la que se encuentra en cada instante (es suficiente guardar la población). Además de la sencillez en la implementación, es destacable la naturaleza de búsqueda dirigida (a través del cruce) y aleatoria (a través de la mutación) que inherentemente llevan los algoritmos genéticos. Esto permite avanzar hacia buenas soluciones rápidamente por medio de la búsqueda dirigida y posibilita eludir mínimos locales a través de la búsqueda aleatoria. Por otro lado, los algoritmos genéticos, si se implementan correctamente, aunque no aseguran completamente la obtención del óptimo global (como ya se refleja en los resultados obtenidos), sí que permiten obtener soluciones muy cercanas al óptimo en poco tiempo en comparación con los algoritmos enumerativos.

Otra característica importante es la de que los algoritmos genéticos permiten obtener un abanico de soluciones (soluciones no dominadas), ventaja que habilita al diseñador para seleccionar en la práctica una determinada solución de entre varias, de acuerdo a nuestra experiencia y criterio además de poder eliminar las posibles soluciones dependiendo de las restricciones que tengamos (económica principalmente). Junto a estas ventajas, cabe resaltar la posibilidad de estudiar por separado cada uno de los objetivos, eligiendo en este caso el coste y la fiabilidad (energía esperada no suministrada).

Una vez explicadas estas características hemos elegido la opción que a nuestro criterio muestra un equilibrio entre los dos objetivos estudiados (coste y fiabilidad) la cual está formada por 19 líneas construidas de las cuales 4 son de reserva (se construye pero por ella no circula potencia). Todas las líneas son del tipo  $3 \times 1 \times 400 \text{ mm}^2$  de Aluminio con aislamiento 12 / 20 kV.

Actualmente estos programas se pueden usar para dar al diseñador una idea de cuáles son las mejores opciones por donde trazar la red de distribución de media tensión, aunque principalmente se utiliza cuando en un área determinada se desea realizar una ampliación de las líneas y de esta forma observar cómo se comportan ante las diferentes situaciones nuevas que pueden producirse. Podemos conseguir un ahorro bastante importante si utilizamos programas de este estilo ya que como se ha demostrado a lo largo de este proyecto existen multitud de soluciones y cada una de ellas aporta una solución válida pero con diferentes valores de coste y fiabilidad.

Una vez evaluado toda la distribución eléctrica tanto de baja como de media tensión y gracias a la información suministrada por Lekumbide sobre los centros de transformación prefabricados subterráneos a instalar [6], a las celdas de línea, de protección y los transformadores pertenecientes a la empresa Schneider Electric [18] hemos podido realizar un presupuesto detallado, el cual asciende a un valor de 2.456.242,33 € [14]. Además se han incluido los planos donde se muestran las características y dimensiones de cada uno de ellos:

- Plano 3.1 – CT subterráneo con ventilación vertical (7L + 2P).
- Plano 3.2 – CT subterráneo con ventilación vertical (3L + 2P).
- Plano 3.4.1 – Excavación de CT subterráneo de 5x4x2. 80Mts.
- Plano 3.4.2 – Excavación de CT subterráneo de 5x3.6x2. 80Mts.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Arquitectura, Ingeniería, Topografía, Consultora Aragón S.L. (Plano de la Urbanización y documentación del alumbrado público y Plan Parcial del sector 1 del área de suelo urbanizable SUZ 56/5 Zaragoza).
- [2] Bäck, T. and F. Hoffmeister, (1991). “Global Optimization by Means of Evolutionary Algorithms”, *Random Search as a Method for Adaptation and Optimization of Complex Systems*, edited by A N. Antamoshkin, Divnogorsk (USSR), March 1991. Krasnoyarsk Space Technology University, 17-21.
- [3] Bäck, T., (1993). “Optimal Mutation Rates in Genetic Search”, Proceedings of the *Fifth International Conference on Genetic Algorithms*, edited by Stephanie Forrest, Urbana- Champaign, IL, 17-21 July 1993. Morgan Kaufmann, San Mateo, CA.
- [4] Bernal Agustín, J.L., (1998). Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica.
- [5] Blanco, A., (1987). “*Dirigir con Inflación*” (Bilbao: Deusto, Spain, 1987).
- [6] Centro de transformación prefabricado subterráneo LEKUMBIDE (Planos y presupuestos de los mismos).
- [7] Gönen, T., (1986). “*Electric Power Distribution Systems Engineering*”, McGraw-Hill, New York, 1986.
- [8] Gönen, T. and I.J. Ramírez-Rosado, (1986). “Review of Distribution System Planning Models: A Model for Optimal Multistage Planning”, *IEE Proceedings Part. C*, Vol. 133, Nº7, pp. 397-408.
- [9] Grefenstette, J.J., (1986). “Optimization of Control Parameters for Genetic Algorithms”, *IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics*, January/February 1986, pp. 122-128.
- [10] Holland, J.H., (1992b). “Algoritmos genéticos”, *Investigación y Ciencia*, Septiembre 1992, pp. 38-45.
- [11] Lakervi, E. and E.J. Holmes, “*Electricity Distribution Network Design*”, Peter Peregrinus Ltd., London, 1995.
- [12] Orden de 23 de diciembre de 2009, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por el que se aprueban las Especificaciones Particulares sobre instalaciones eléctricas de baja tensión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, que bajo la marca ERZ Endesa desarrollan su actividad, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón.
- [13] Proceso de cálculo y justificación de puesta a tierra para C.T. conectado a una red de A.T. de tercera categoría con neutro aislado (ERZ Endesa).
- [14] Programa SISPRE PROFESIONAL (Gestión Integrada de Proyecto y Obra – Presupuestos y mediciones Versión 8.05).
- [15] Programa Lp\_Solve (Estudio monobjetivo en la distribución de la red de media tensión. [www.lpsolve.sourceforge.net](http://www.lpsolve.sourceforge.net). Versión 2.0).
- [16] Real Decreto 842-2002 de 2 de Agosto en el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- [17] Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- [18] Transformadores, celdas y aparellaje de Media Tensión SCHNEIDER Electric (Planos y presupuestos).
- [19] Willis, H.L., H. Tram, M. V. Engel and L. Finley, (1995). “Optimization Applications to Power Distribution”, *IEEE Computer Applications in Power*, 1 (5), pp. 12-17.