

Planificación y Diseño Automático Óptimo de Grandes Redes Eléctricas de Distribución: Aplicación al Centro Histórico de Quito

M. García-Sanz¹ M. Otorongo²

¹University y CoDyPower LLC
E-mail: mario@codypower.com

²Empresa Eléctrica de Quito, EEQ
E-mail: mrotorongo@hotmail.com

Resumen

El presente trabajo describe la herramienta computacional desarrollada por CoDyPower (CDP) para la planificación automática óptima de grandes redes eléctricas de distribución. El objetivo principal es el diseño de redes eléctricas que minimicen el coste económico de la instalación y operación. La función de coste a optimizar tiene en cuenta el número y tipo de subestaciones, la longitud y tipo de conductores, la instalación de líneas aéreas o subterráneas y los costes de operación y pérdidas en un horizonte temporal dado. La optimización considera la geometría de las calles, los catálogos de transformadores y cables disponibles para el proyecto, las restricciones de distancias, caídas de tensión, corrientes y potencias máximas. Debido al carácter computacional NP-hard del problema, el software aplica estrategias de inteligencia artificial y de estadística, fraccionando el problema en etapas de macro y micro optimización. Con ello se encuentra un camino viable de cálculo en tiempos de computación accesibles. Además, los algoritmos propuestos son capaces de encontrar soluciones multi-circuito para cada transformador. El presente trabajo muestra también la aplicación del software CDP al diseño y planificación de las redes eléctricas de distribución de baja y media tensión del Centro histórico de Quito, con unos 20.000 usuarios. Los resultados obtenidos cumplen todas las especificaciones y reducen en aproximadamente un 40% el coste inicialmente estimado.

Palabras clave—Redes eléctricas de distribución, Planificación óptima, Inteligencia artificial, Ciencias de la computación.

Abstract

This paper introduces the computer program developed by CoDyPower (CDP) for automatic planning of large electrical distribution networks. The main objective is the design of electrical networks that minimize the economic cost of the installation and operation. The cost function to be optimized takes into account the number and type of transformers, the longitude and type of cables, the type and cost of overhead/underground lines, and the operating costs in a given time window. The optimization deals with the street geometry and the catalog of available transformers and cables. It considers distance constraints, voltage and current limits and maximum power. Due to the NP-hard character of the computational problem, the software applies artificial intelligent strategies and statistics. It splits the problem into macro and micro optimization sub-tasks, finding a feasible calculation technique for a practical computational time. Moreover, the proposed algorithms are able to find multi-circuit solutions per transformer. The CDP software is applied to the automatic planning of the low and medium voltage electrical distribution networks for the Historic Center of Quito, with about 20,000 consumers. The achieved solution meets all the specifications and reduces by 40% approximately the initial estimated cost.

Index terms— Electrical distribution networks, Optimum planning, Artificial intelligence, Computer science.

Recibido: 21-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: García-Sanz, M. y Otorongo, M. (2016). "Planificación y Diseño Automático Óptimo de Grandes Redes Eléctricas de Distribución: Aplicación al Centro Histórico de Quito". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 157-166.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La planificación de una red eléctrica de distribución tiene como objetivo principal el diseño óptimo de las instalaciones necesarias para suministrar energía eléctrica a un conjunto de cargas distribuidas en un área geográfica dada. Ello conlleva la selección del número y ubicación geográfica de los centros de transformación, del tipo y número de transformadores, del tipo y longitud de cables necesarios para conectar los consumidores a los centros de transformación, y de la obra civil necesaria para la instalación. El diseño debe también respetar los límites de caída de tensión y las máximas distancias, potencias y corrientes permitidas. La optimización del diseño se define en términos económicos, incluyendo los costes de instalación y operación de la red eléctrica en un horizonte de tiempo dado.

La red eléctrica de distribución tiene habitualmente una topología radial, desde los centros de transformación a los consumidores en su parte de baja tensión, o desde las subestaciones a los centros de transformación en su parte de media tensión [1], [2]. Los algoritmos de planificación pueden aplicarse a ambos problemas.

El problema de optimización comporta una gran complejidad debido al crecimiento *no-polinomial* del tiempo de cálculo con el número de usuarios de la red. El enorme número de posibles combinaciones y soluciones hace que los algoritmos de planificación planteados en la literatura para grandes redes utilicen habitualmente algoritmos heurísticos. En particular, diversos autores han propuesto métodos de algoritmos genéticos con formulaciones multi-objetivo [3], algoritmos evolutivos [4]-[5], estrategias fuzzy [6], métodos de búsqueda Tabú [7], de colonia de hormigas [8], y de métodos estadísticos de tipo cluster [9].

El presente trabajo describe la herramienta computacional desarrollada por CoDyPower (*CDP*) para la planificación automática óptima de redes eléctricas de distribución [10]. El objetivo principal es la búsqueda de un diseño de red eléctrica que minimice el coste económico del proyecto completo, teniendo en cuenta el número, ubicación geográfica y tipo de subestaciones, la longitud y tipo de conductores, la instalación de líneas aéreas o subterráneas y los costes de operación y pérdidas en un horizonte temporal dado. La optimización considera la geometría de las calles, los catálogos

de transformadores y cables disponibles, y las restricciones de distancias, caídas de tensión y corrientes y potencias máximas.

El trabajo detalla también la aplicación del nuevo software al proyecto coordinado por la Empresa Eléctrica de Quito (EEQ) de diseño de la red eléctrica de distribución de baja y media tensión del Centro Histórico de Quito (CHQ).

2. MÉTODO DE PLANIFICACIÓN ÓPTIMA

La herramienta computacional de diseño óptimo de redes eléctricas de distribución *CDP* está concebida para calcular de modo automático el diseño de grandes redes eléctricas de distribución. Esta sección resume el método de optimización desarrollado, incluyendo (2.1) la descripción de los objetivos y principales dificultades a resolver, (2.2) la función de coste a minimizar, (2.3) el conjunto de restricciones de cálculo del problema, y (2.4) los métodos computacionales aplicados.

2.1. Objetivos

El objetivo principal de la herramienta *CDP* es la búsqueda de un diseño de red eléctrica que minimice el coste económico del proyecto completo, incluyendo los costes de instalación y de operación.

El problema computacional del cálculo es de tipo NP-completo: NP es el acrónimo en inglés de *non-deterministic polynomial time* (“tiempo polinomial no determinista”). Ello significa que no existe un algoritmo capaz de encontrar soluciones óptimas en un tiempo polinomial. En otras palabras, el tiempo necesario para encontrar una solución óptima crece con el número de variables de modo más rápido que un polinomio.

La herramienta computacional *CDP* de diseño óptimo de redes eléctricas de distribución trata de modo práctico el carácter NP-completo del caso. Para ello aplica la estrategia computacional “*divide-and-conquer*”, dividiendo el problema en dos etapas: macro-optimización y micro-optimización. Con ello se encuentra un camino viable de búsqueda de sub-óptimos/óptimos en tiempos de computación accesibles.

La herramienta es aplicable a topologías eléctricas en forma radial o de árbol, donde el flujo de potencia circula unidireccionalmente desde un nodo raíz (centro de transformación) hacia los

usuarios. Supone también una con red trifásica equilibrada en sus fases.

2.2. Función de coste

El objetivo final de la herramienta computacional es encontrar un diseño de la red eléctrica de distribución que minimice la función de coste C_{Total} , tal que,

$$C_{Total} = \sum_{j=1}^{nmz} \left\{ \sum_{i=1}^{ni} \left[C_{CT_i} + C_{obraCivil_i} + C_{perdTraf_i} + \sum_{k=1}^{ncir} \left(\sum_{xx=1}^{nt} \left(C_{conductores_{xx}} + C_{perdLin_{xx}} \right) \right) \right] \right\}_{k,i,j} \quad (1)$$

donde se tienen cinco sumatorios anidados:

- a) para todas las mini-zonas propuestas por la macro-optimización: $j = 1, 2, \dots, nmz$
- b) para todas las islas de cada mini-zona: $i = 1, 2, \dots, ni$
- c) para los todos circuitos de cada isla: $k = 1, 2, \dots, ncir$
- d) para los tramos de cada circuito: $xx = 1, 2, \dots, nt$
- e) para los todos años en el horizonte de estudio: $yy = 1, 2, \dots, Ym$

y donde se definen cinco variables principales:

- C_{CT_i} = coste completo del centro de transformación (CT) de la isla i [\$]. Incluye el coste de los transformadores del CT, el coste de toda la aparamenta eléctrica del CT y el coste de la obra civil necesaria para albergar el CT. Los algoritmos seleccionan el CT más apropiado del catálogo de CTs definido en el fichero de entradas.
- $C_{obraCivil_i}$ = coste de la obra civil de la isla i [\$]. Puede ser de carácter subterráneo o aéreo. Incluye las obras, zanjas, postes, etc, requeridos para unir los consumidores con el CT de la isla. Esta variable no incluye los conductores eléctricos. Si se traza un grafo que una el CT con todos sus consumidores, el coste de la obra civil se calcula multiplicando la distancia (km) de dicho grafo por el coste unitario (\$/km) de la obra civil.
- $C_{conductores_{xx}}$ = coste de los conductores del tramo xx [\$]. Se tienen en cuenta: (a) los

costes fijos representados por la inversión necesaria en cada uno de los conductores, realizada al inicio del período de estudio; y (b) los costes variables, representados por los costes asociados a las pérdidas de energía y potencia, que dependen de la corriente que circula por cada conductor, y que se producen durante todo el horizonte de estudio. Para poder sumar los costes que se producen en los distintos años se recurre al valor actual neto (VAN), también conocido como valor presente. En él se incluyen los costes de inversión y operación de cada tipo de conductor, la depreciación, el valor residual de los conductores, la tasa de descuento, que identifica el riesgo del proyecto, y la tasa de impuesto. Así, el valor actual neto de un determinado conductor c por km ($VAN_{condc,km}$) es una función que varía con respecto a la corriente que lo atraviesa, tal que,

$$VAN_{condc,km} = CosteCond_{condc,km} + \sum_{yy=0}^{Ym} \frac{CL_c (1 - tasaImp) - \left(\frac{CosteCond_{condc,km}}{vidaDep} \right)_{yy} \cdot tasaImp - valorR_{yy}}{(1 + rate)^{yy}} \quad (2)$$

Todos los tramos ($xx = 1, 2, \dots, nt$) del circuito k tienen el mismo tipo de conductor c . Una vez el algoritmo de optimización elija el tipo de conductor c para el circuito k , el coste de los conductores del tramo xx se calcula multiplicando el valor actual neto del conductor c por km ($VAN_{condc,km}$) por la longitud en km del tramo xx , tal que:

$$C_{conductores_{xx}} = VAN_{condc,km} \times longKM_{tramo(xx)} \quad (3)$$

La expresión (2) del valor actual neto del conductor c por km ($VAN_{condc,km}$) tiene las siguientes variables:

$CosteCond_{condc,km}$: es la inversión inicial para el conductor tipo c por km. Se calcula multiplicando el coste por km del tipo de conductor por el número de cables $nCab$ de este tipo seleccionados por el algoritmo para el circuito.

$nCab$: es el número de cables seleccionados por el algoritmo para el circuito. Esta limitado por el valor introducido en el fichero de entradas, de modo que $1 \leq nCab \leq nCaMaxR$.

CL_c : es el coste por km de las pérdidas anuales del conductor c en el año yy para un valor de corriente I . Responde a la siguiente expresión:

$$CL_c = CPE_c + CPP_c \quad (4)$$

Donde CPE_c : es el coste por km de las pérdidas de energía del conductor tipo c el año yy , [\\$]:

$$CPE_c = r_{oE} \left(I_{cyy}^2 r_{ckm} fc_1 / 1000 \right) 8760 \quad (5)$$

CPP_c es el coste por km de las pérdidas de potencia del conductor tipo c el año yy , [\\$]:

$$CPP_c = 12 r_{oP} \left(I_{cyy}^2 r_{ckm} fcon^2 / 1000 \right) fexp \quad (6)$$

y siendo:

Tabla 1: Parámetros

| | |
|-----------|--|
| r_{oE} | Precio de la energía en factor CPE , [\$/kWh]. |
| r_{oP} | Precio de potencia en CPP , [\$/kW mes]. |
| I_{cyy} | Corriente que atraviesa conductor tipo c [A]. |
| r_{ckm} | Resistencia (ohm/km) del conductor tipo c . |
| fc_1 | Factor de carga para pérdidas de energía. CPE_c se calcula como $fc_1 = f_{cbase}^{exp1}$. |
| fc_2 | Factor de carga para pérdidas de potencia. $L_{energía,xx}$ se calcula: $fc_2 = a_{pl} f_{cbase} + a_{pl} f_{cbase}^2$. |
| $fexp$ | Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas punta. |
| $fcon$ | Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema. |

$rate$: es la tasa de descuento (*discount rate*).

$tasaImp$: es la tasa de impuestos (*tax rate*).

$vidaDep$: es el horizonte de tiempo en años para el cálculo de la depreciación del conductor y el valor residual.

Ym : es el número de años de cálculo.

$valorR_{yy}$: es el valor residual del conductor al final del horizonte de cálculo, en el último año (año Ym).

Se calcula según la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{año} = 0 \text{ to } Ym-1 &\rightarrow \text{valor}R_{yy} = 0 \\ \text{año} = Ym &\rightarrow \text{valor}R_{yy} = \\ \text{CosteCond}_{cond_c,km} &= \frac{\text{CosteCond}_{cond_c,km} \times Ym}{\text{vidaDep}} \end{aligned} \quad (7)$$

La Fig. 1 muestra el cálculo de VAN realizado por el software de optimización para cada conductor c , a partir de un catálogo de seis conductores, y en función de la corriente I que los atraviesa. La figura muestra también el caso óptimo (envolvente de mínimos) para cada intervalo de corriente.

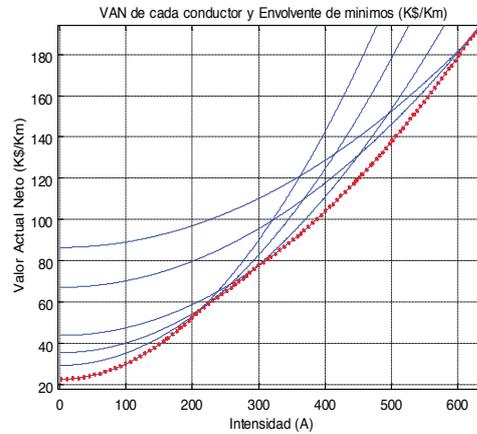


Figura 1: VAN de cada conductor y envolvente de mínimos

$C_{perdLin,xx}$ = coste de las pérdidas de energía de las líneas del tramo xx para todo el horizonte temporal de estudio [\\$]. Las pérdidas de potencia activa $L_{actPower,xx}$ (por efecto Joule) para cada tramo xx son,

$$\begin{aligned} L_{actPowerW,xx} &= 3 R_{xx} \left(\frac{S_{s1\phi}}{|V_{sLN}|} \right)^2 = 3 R_{xx} \frac{(P_{s1\phi}^2 + Q_{s1\phi}^2)}{|V_{sLN}|^2} = \\ 3 R_{xx} \left(\frac{S_{s3\phi}}{\sqrt{3} |V_{sLL}|} \right)^2 &= R_{xx} \left(\frac{S_{s3\phi}}{|V_{sLL}|} \right)^2 \end{aligned} \quad (8)$$

$$L_{actPower,xx} = L_{actPowerW,xx} / 1000 \quad (9)$$

Donde:

$L_{actPower,xx}$ son kW, R_{xx} es la resistencia monofásica tramo xx en ohmios. Una vez elegido el tipo de conductor c , esta se calcula multiplicando r_{ckm} por longitud de tramo en km. $S_{s1\phi}$, $P_{s1\phi}$, $Q_{s1\phi}$ son las potencias aparente, activa y reactiva monofásicas en el nodo s respectivamente, al comienzo del tramo xx : $S_{s3\phi}$ es la potencia aparente trifásica en el nodo s , V_{sLN} es el voltaje línea-neutro monofásico en el nodo s , V_{sLL} es el voltaje línea-línea trifásico en el nodo s . Multiplicando las pérdidas de potencia activa $L_{actPower,xx}$ (kW) por el número de horas del año (8760 horas), y por el factor de carga fc_2 , ya que el sistema no está al 100% de carga durante todas las horas del año, sino un porcentaje de horas del mismo según fc_2 , se tiene que las pérdidas medias de energía el tramo xx , $L_{energía,xx}$ son:

$$L_{energía,xx} = 8760 f_{c2} L_{actPower,xx} \quad (10)$$

donde f_{c2} es el factor de carga para pérdidas de potencia. La expresión $L_{energía,xx}$ se calcula como $f_{c2} = a_{p1} f_{cbase} + a_{p1} f_{cbase}^2$.

Las pérdidas de energía $L_{energía,xx}$ representan energía que no se vende. Sin embargo esa energía es comprada igualmente por la distribuidora al generador. Por tanto, estas deben ser valoradas al precio de venta de energía del generador al distribuidor. Si se considera que existe un crecimiento de la demanda, y por tanto pérdidas distintas para cada uno de los años del horizonte de estudio, entonces se debe utilizar el método de valor actual neto para contabilizar todas las pérdidas al mismo coste actual, con lo que el coste de pérdidas de energía $C_{perdLin_xx}$ para el tramo xx es:

$$C_{perdLin_xx} = costEn \sum_{tramos_{xx}=1}^{nt} \left[\sum_{años_{yy}=1}^{Ym} \frac{L_{energía,xx} (1+gg)^{yy}}{(1+rate)^{yy}} \right] \quad (11)$$

donde:

$C_{perdLin_xx}$: es el coste total de las pérdidas de las líneas en el tramo xx para todo el horizonte de estudio (Ym años) [\$].

$CostEn$: es el coste unitario de la energía [\$/kWh].

nt : el número de tramos del circuito ($xx = 1, 2, \dots, nt$).

Ym : años del horizonte de estudio ($yy = 1, 2, \dots, Ym$).

gg : es la tasa anual de crecimiento de las pérdidas.

$rate$: es la tasa de descuento anual.

$L_{energía,xx}$: pérdidas de energía anuales del tramo xx el año base [kW], calculadas según (10).

$C_{perdTraf_i}$: es el coste de las pérdidas en el transformador de la isla i para todo el horizonte de estudio (Ym años) [\$]. Se calculan según las ecuaciones (12) a (14). NLL_i es el factor de pérdidas de vacío del transformador en % por kVA nominal, LL_i es el factor de pérdidas en carga del transformador i en %, FC es el factor de carga por unidad del transformador (típicamente 0.30).

$$C_{perdTraf_i} = costEn \sum_{años_{yy}=1}^{Ym} \frac{(PerdVacioTraf_i + PerdCargaTraf_i)(1+gg)^{yy}}{(1+rate)^{yy}} \quad (12)$$

$$PerdVacioTraf_i = PotNominalTraf_i (\text{kVA}) \times NLL_i / 100 \times 8760 \quad [\text{kWh/año}] \quad (13)$$

$$PerdCargaTraf_i = FC^2 \times PotActTraf_i (\text{kW}) \times LL_i / 100 \times 8760 \quad [\text{kWh/año}] \quad (14)$$

2.3. Restricciones

El problema de optimización del diseño de la red eléctrica de distribución busca la minimización de la función de coste C_{Total} descrita en la sección anterior, sujeta a un conjunto de restricciones en distancias máximas, tensiones mínimas, corrientes máximas, número de cables por circuito, potencia instalada y obra civil. Todos los circuitos de la red eléctrica deben cumplir la restricción de distancia máxima entre el centro de transformación y la punta final del circuito (15). Todos los nodos de la red eléctrica deben cumplir la restricción en tensión (16), donde v_{nodo} es la tensión de nodo y v_{Min} la restricción. v_{Min} se calcula a partir de la tensión del secundario del trafo y el porcentaje máximo de caída de tensión permitido. Todas las ramas de la red eléctrica deben cumplir la restricción en intensidad (17), donde i_{Max} depende del tipo de conductor y número de conductores por fase y está definida en amperios por fase.

$$distancia_CT_puntaCircuito \leq d_{Max} \quad (15)$$

$$v_{nodo} \geq v_{Min} \quad (16)$$

$$i_{rama} \leq i_{Max} \quad (17)$$

A la vez de asegurar el cumplimiento de las tres restricciones anteriores (d_{Max} , v_{Min} , i_{Max}), los algoritmos de optimización tratan también de minimizar la potencia instalada. Como la potencia disponible en el catálogo de centros de transformación es discreta (por ejemplo trafos de 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 630 y 750 kVA), será necesario buscar las islas solución (*clusters* de usuarios asociados a cada isla, teniendo en cuenta también los coeficientes de simultaneidad) que más se ajusten a esos números discretos, y cumpliendo:

$$potenciaIsla \leq potenciaCT \quad (18)$$

Finalmente los algoritmos de optimización tratan también de minimizar la obra civil a ejecutar. En cada isla se busca maximizar el ahorro de la longitud de obra civil, tal que:

$$\text{ahorro de obra civil} = \text{distInstalacion} - \text{distCalles} \quad (19)$$

2.4. Métodos computacionales

El software de optimización *CDP* utiliza métodos de agrupamiento o formación de *clusters* *K-means* [11], algoritmos de cálculo de árbol de distancias mínimas de tipo Dijkstra y Prim [12],[13], y técnicas de inteligencia artificial. Los algoritmos de Dijkstra son más lentos, pero pueden dar mejores resultados en ciertas condiciones. Los algoritmos de Prim son más rápidos, y son muchas veces suficientes. Debido a las múltiples iteraciones del software de optimización, los algoritmos de Dijkstra y Prim se aplican en diversas ocasiones dentro de cada bucle de micro-optimización.

3. DISEÑO ÓPTIMO DE LA RED ELÉCTRICA DEL CENTRO HISTÓRICO DE QUITO

El software *CDP* se aplicó a la planificación y diseño óptimo de las redes eléctricas de distribución de baja y media tensión del Centro histórico de Quito (CHQ), en coordinación con la Empresa Eléctrica de Quito (EEQ). Las Figs. 2 y 3 muestran los pasos realizados en las etapas de macro y micro optimización.

3.1. Macro-optimización. CHQ, caso baja tensión

Los algoritmos de macro optimización encontraron una división óptima del CHQ en 19 mini-zonas (Fig. 2).

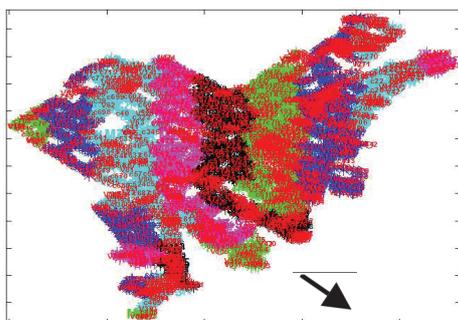


Figura 2: Solución Macro-Optimización, CHQ baja tensión

3.2. Micro-optimización. CHQ, caso baja tensión

Posteriormente los algoritmos de micro optimización estudiaron cada mini-zona, dividiéndolas en islas o *clusters* de usuarios asociados a cada centro de transformación (CT). La solución final de la red de baja tensión del CHQ se muestra en la Tabla 2 y las Figs. 3 y 4. Para un total de 20.000 clientes, agrupados en 3091 usuarios, y un conjunto de 721 calles con 45.7 km lineales, el software de optimización encuentra una solución de 130 centros de transformación, con una longitud de obra civil necesaria de 35.59 km y una longitud de circuitos eléctricos de 42.15 km. El coste total del proyecto, de acuerdo con la función de coste (1) y para un horizonte de 25 años de operación es de 18.09 millones de dólares (M\$). Esta cantidad se divide en 9.62 M\$ para los CTs, 5.72 M\$ para los circuitos eléctricos, y 2.4 M\$ y 0.33 M\$ para las pérdidas en las líneas y los transformadores respectivamente. El diseño obtenido cumple las restricciones y reduce en un 40% las estimaciones de coste iniciales.

Tabla 2: Solución CHQ, baja tensión

| NUMERO DE | LONGITUDES | POTENCIAS | COSTES | RATIOS |
|----------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| nCallesRed 721 | longCallesRed 45700.20 | KVA Usu, cs=1 35594.22 | cost_Total 18093692.97 | % ahorroObraCivil 22.12 |
| nVertRed 533 | longObraCivRed 35592.52 | KVA Usu, cs<=1 15898.46 | cost_CT 9619976.46 | % sobrePotInstalada 14.89 |
| nUsuRed 3091 | longCircuitRed 42152.43 | KVA CTs 18680.00 | cost_Circuit 5721860.21 | KVA_porIsla 143.69 |
| nMiniZonas 19 | longProyUsuRed 28784.32 | | cost_PerdLineas 2415521.09 | nCirc_porIsla 3.24 |
| nIslasRed 130 | | | cost_PerdTrafos 336335.21 | longCab_porIsla 324.25 |
| nCircuitosRed 421 | | | | longCab_porCirc 100.12 |

* Longitudes en metros, Potencias en KVA y Costes en dólares USA año 2014

La Fig. 3 muestra la visión general sobre el plano del CHQ y la ubicación de los 130 CT de baja tensión encontrados por el software de optimización.

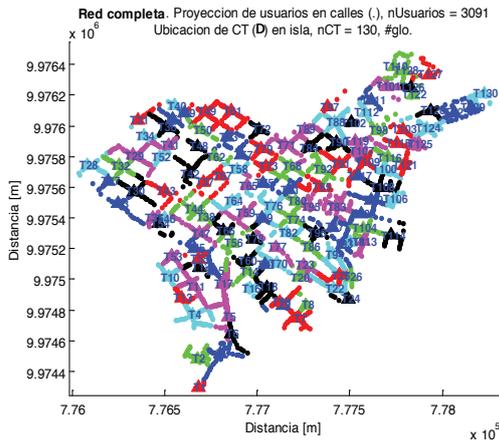


Figura 3: Solución CHQ, baja tensión, 130 islas (CTs)

La Fig. 4 presenta las longitudes de obra civil y de conductores asociados a cada isla (Figura 4a), los costes totales de cada isla (Figura 4b), los costes de los centros de transformación y los circuitos eléctricos asociados a cada isla (Figura 4c), y las pérdidas en cada isla en un horizonte de 25 años (Figura 4d).

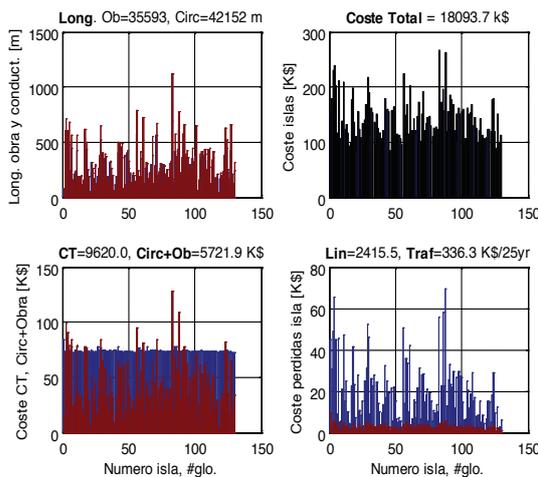


Figura 4: Solución CHQ, baja tensión. Longitudes y costes

Respecto a las restricciones impuestas a los algoritmos de búsqueda de óptimos (sección 2.3), a continuación se detallan los resultados de algunas mini-zonas representativas. La Fig. 5 muestra el resultado obtenido en el CHQ, mini-zona 16, islas de 1 a 19. Se representa la restricción $d_{Max} = 200$ m y las distancias “CT a punta de circuito”. Todos los circuitos cumplen con la restricción.

La Fig. 6 muestra el resultado obtenido en el CHQ, mini-zona 16, isla 1, circuito 3. Se puede

ver la restricción de tensión $v_{Min} = 220 (1-0.05) = 209$ voltios, y las tensiones de todos los nodos de dicho circuito 3. Todos los nodos cumplen con la restricción. Se observa también la potencia activa P (kW) y la potencia reactiva Q (kVAr) de cada nodo del circuito.

La Fig. 7 muestra el resultado obtenido en el CHQ, mini-zona 16, isla 1, circuito 3. Se ve la restricción en intensidad $i_{Max} = 260$ A (para el tipo de conductor seleccionado), y las corrientes de los tramos del circuito 3. Todos cumplen con la restricción.

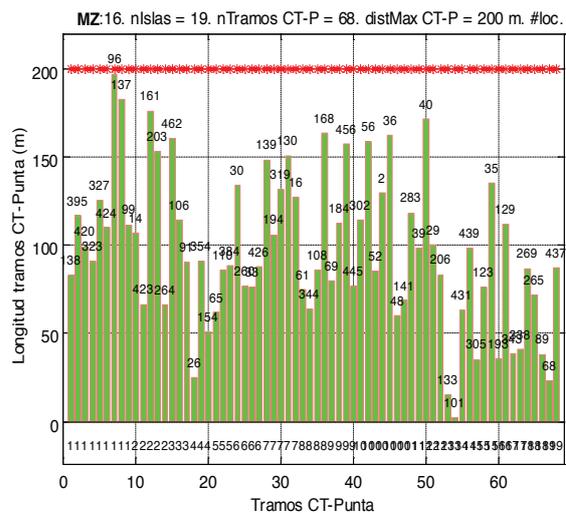


Figura 5: Mini-Zona 16, Islas de 1 a 19. Representación de las distancias CT – punta_circuito de todos los circuitos

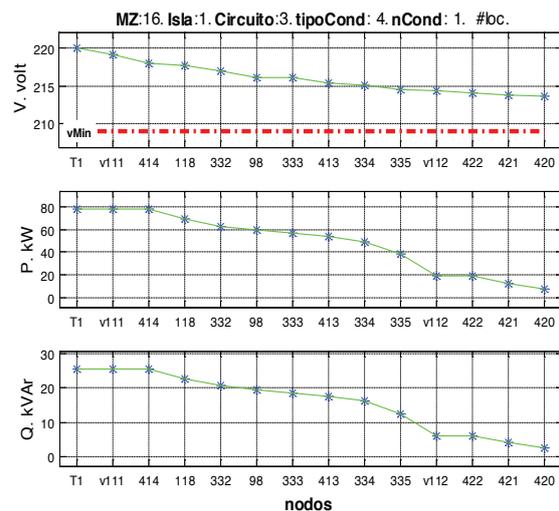


Figura 6: Mini-Zona 16, Isla 1, Circuito 3. Representación de la tensión de cada nodo y su restricción $v_{Min} = 209$ volt

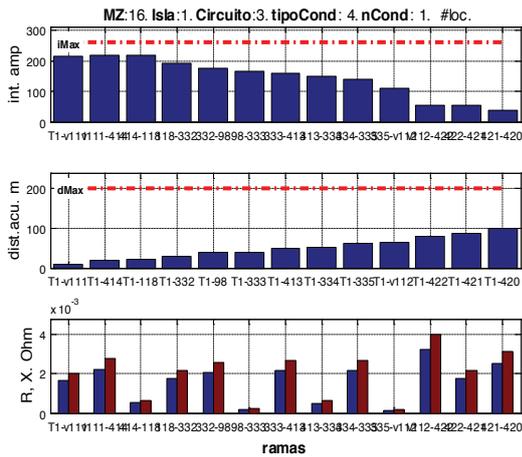


Figura 7: Mini-Zona 16, Isla 1, Circuito 3. Representación de la intensidad, distancias e impedancias de cada tramo

La Fig. 8 muestra el resultado obtenido en el CHQ, en la mini-zona 16, islas 1 a 19. La Fig. 8(a) detalla la potencia del CT seleccionado para la isla en la primera columna (de los valores discretos posibles del catálogo de CTs), y la potencia de los usuarios pertenecientes a la isla en la segunda columna, teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad. Se ve que los resultados son muy razonables en todas las islas: la segunda columna es siempre menor y cercana a la primera lo más posible. La Fig. 8(b) muestra el ahorro de obra civil en cada isla, que es la longitud del trazado necesario menos longitud del trazado de las calles disponibles en la isla.

La Fig. 9 representa los resultados conseguidos con los algoritmos *K-means* en la mini-zona 16, con 462 usuarios. Los algoritmos proponen 19 islas, con sus correspondientes centroides (CTs) y usuarios proyectados en las calles asociados. La figura detalla los 19 centroides (CTs), la asignación de usuarios a cada centroide (*clusters*) en diferentes colores, y superpone también las zonas de atracción de Voronoi.

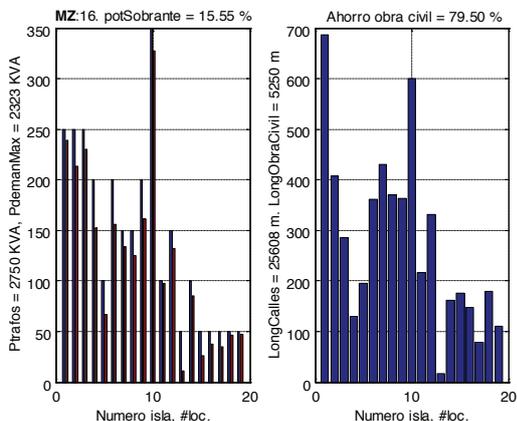


Figura 8: Mini-Zona 16, Islas 1 a 19. (a) Ajuste de potencia de usuarios de isla a potencia de CTs, (b) Ahorro en obra civil

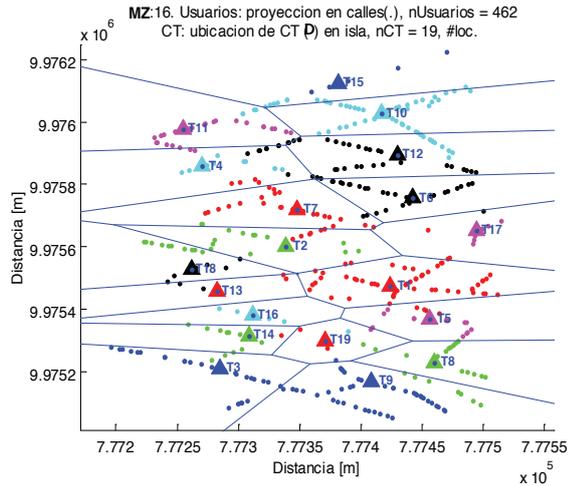


Figura 9: Mini-Zona 16. Resultado K-means/Voronoi: 19 islas

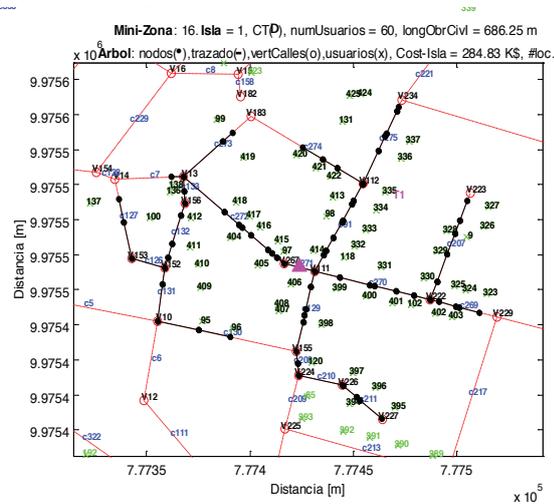


Figura 10: Mini-Zona 16, Isla 1. Representación del Árbol de distancias mínimas obtenido con el Software de optimización

Finalmente, la Fig. 10 muestra el resultado de generación de árbol de distancias mínimas obtenido con el software de optimización. La raíz del árbol está en T1, y tiene 9 ramas, que terminan en los nodos 138, 395, 420, 323, 327, 424, 96, 137 y 99. Esas ramas son los futuros circuitos, mostrados en la Fig. 11.

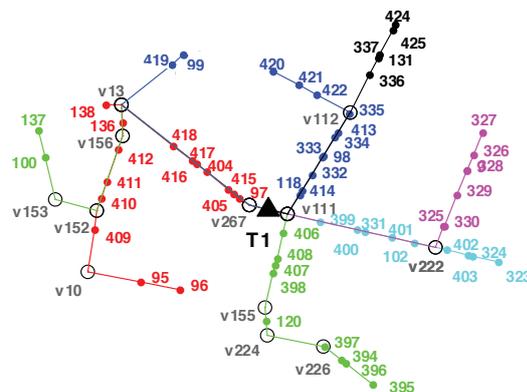


Figura 11: Mini-Zona 16, Isla 1. Representación de los 9 Circuitos que comienzan en el CT T1

3.3. Solución CHQ, caso media tensión

La solución de la red de media tensión del CHQ se muestra en la Tabla 3 y la Fig. 12.

Tabla 3: Solución CHQ, media tensión

| NUMERO DE | LONGITUDES | POTENCIAS | COSTES | RATIOS |
|---------------|----------------|----------------|-----------------|---------------------|
| nCallesRed | longCallesRed | KVA Usu, cs=1 | cost_Total | % ahorroObraCivil |
| 721 | 45700.20 | 18680.00 | 16475984.56 | 53.05 |
| nVertRed | longObraCivRed | KVA Usu, cs<=1 | cost_CT | % sobrePotInstalada |
| 533 | 21458.28 | 14944.00 | 7600000.00 | 62.64 |
| nUsuRed | longCircuitRed | KVA CTs | cost_Circuit | KVA_porIsla |
| 130 | 61568.16 | 40000.00 | 7964514.12 | 10000.00 |
| nMiniZonas | longProyUsuRed | | cost_PerdLineas | nCirc_porIsla |
| 4 | 0.01 | | 618453.35 | 19.25 |
| nIslasRed | | | cost_PerdTrafos | longCab_porIsla |
| 4 | | | 293017.09 | 15392.04 |
| nCircuitosRed | | | | longCab_porCirc |
| 77 | | | | 799.59 |

* Longitudes en metros, Potencias en KVA y Costes en dólares USA año 2014

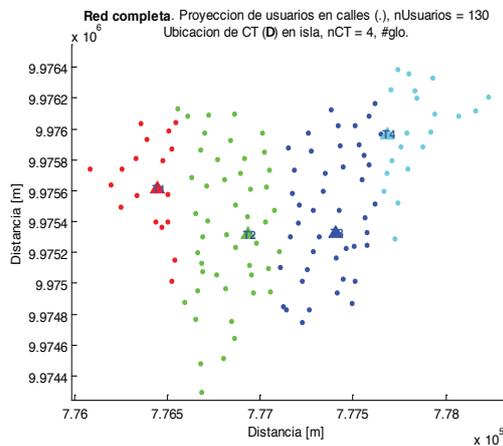


Figura 12: Solución CHQ, media tensión. Visión general de las 4 islas (Subestaciones) y de los 130 centros de transformación

Para un total de 130 CTs encontrados para la red de baja tensión, sobre el conjunto de las mismas 721 calles en 45.7 km, el software de optimización encuentra una solución de 4 subestaciones, con una longitud de obra civil necesaria de 21.24 km y una longitud de circuitos eléctricos de 61.47 km. El coste total del proyecto, de acuerdo con la función de coste (1) y para un horizonte de 25 años de operación es de 16.47 M\$. Esta cantidad se divide en 7.6 M\$ para las subestaciones, 7.96 M\$ para los circuitos eléctricos, y 0.62 M\$ y 0.29 M\$ para las pérdidas en las líneas y los transformadores respectivamente. La Fig. 12 muestra los 130 centros de transformación y la ubicación sobre el plano del CHQ de los 4 subestaciones de media tensión encontradas por el software de optimización.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente artículo ha descrito la herramienta computacional desarrollada por CoDyPower (*CDP*) [10] para la planificación automática óptima de grandes redes eléctricas de distribución. Los algoritmos desarrollados minimizan una función de coste que pondera el número, ubicación geográfica y tipo de centros de transformación y/o subestaciones, el tipo de transformadores, la longitud y tipo de conductores, la instalación de líneas aéreas o subterráneas y los costes de operación y pérdidas en un horizonte temporal dado. La optimización considera la geometría de las calles, los catálogos de transformadores y cables disponibles, las restricciones de distancias, caídas de tensión, y corrientes y potencias máximas, y es capaz de encontrar soluciones multi-circuito para cada transformador.

El software *CDP* se aplicó a la planificación y diseño óptimo de las redes eléctricas de distribución de baja y media tensión del Centro histórico de Quito, en coordinación con la Empresa Eléctrica de Quito (EEQ). Los resultados obtenidos por los algoritmos cumplieron todas las especificaciones definidas y redujeron en un 40% el coste inicialmente estimado. Los buenos resultados alcanzados indican que la herramienta puede aplicarse al cálculo óptimo de otras grandes redes eléctricas de distribución de baja y de media tensión.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la colaboración del ayuntamiento de Quito y de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) en Ecuador, del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), Nasuvinsa, TyM asociados y el gobierno de Navarra en España, y de CoDyPower LLC y Case Western Reserve University en Estados Unidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. Gönen, Electric Power Distribution System Engineering. CRC Press, 2ª ed., 2008.
- [2] T.A. Short, Electric power distribution handbook. CRC Press, 2ª ed., 2014.

- [3] I. J. Ramírez-Rosado and J. Bernal-Agustín, "Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.13, no.2, pp.696–703, May 1998.
- [4] E. Díaz-Dorado, J. Cidras, and E. Miguez, "Planning of large rural low voltage networks using evolution strategies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.18, no.4, pp.1594–1600, Nov. 2003.
- [5] M.H. Sepasian, H. Seifi, A.A. Foroud, S.H. Hosseini, and E. M. Kabir, "A new approach for substation expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.21, no.2, pp.997–1004, 2006.
- [6] I. J. Ramírez-Rosado and J. A. Domínguez-Navarro, "Possibilistic model based on fuzzy sets for the multi-objective optimal planning of electric power distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.19, no.4, pp.1801–1810, 2004.
- [7] I. J. Ramírez-Rosado and J. A. Domínguez-Navarro, "New multi-objective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.21, no.1, pp.224–233, Feb.2006.
- [8] J.F. Gómez, H.M. Khor, P.M. De Oliverira, L. Ocque, J.M. Yusta, R. Villasana, and J. Urdaneta, "Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.19, no.2, pp.996–1004, 2004.
- [9] A. Navarro and H. Rudnick, "Large-Scale Distribution Planning, Part I: Simultaneous Network and Transformer Optimization". *IEEE Trans. Power Systems*, vol.24, no.2, 2009.
- [10] <http://codypower.com>
- [11] G. A. F. Seber, *Multivariate Observations*. Wiley, 1984.
- [12] E. W. Dijkstra, "A note on two problems in connexion with graphs". *Numerische Mathematik*, vol. 1, pp. 269-271, 1959.
- [13] R.C. Prim, "Shortest connection networks and some generalizations". *Bell Systems Technology Journal*, vol. 36, pp. 1389-1401, 1957.



Mario García-Sanz.- Nació en Pamplona, España. Doctor en ingeniería eléctrica y control (TECNUN). Es el Catedrático inaugural (*Maltz Professor*) en Innovación Energética y Director del

Control and Energy Systems Center en la *Case Western Reserve University*, en Cleveland, Ohio, USA. Ha desarrollado más de 20 patentes industriales, 200 artículos científicos, 50 proyectos financiados por empresas y 2 libros en Control robusto QFT y Energía eólica (CRC-Press). Previamente fue investigador en el CEIT y Catedrático en la UPNA (España), *Visiting Professor* en UMIST (UK), Oxford University (UK), NASA-JPL (USA) y ESA-ESTEC (Holanda), Director de NATO-RTO *Lecture series* y Fundador de CoDyPower LLC.



Manuel Otorongo Cornejo.- Nació en Ambato, Ecuador. Ingeniero eléctrico en sistemas eléctricos de potencia, Escuela Politécnica Nacional, Master en redes/telecomunicación en la Universidad Técnica de Ambato, culminó sus

estudios de economía en la Facultad de ciencias económicas, Universidad Central del Ecuador. Ha sido Presidente del Comité técnico nacional de normalización para transformadores de distribución (2002-2007, 2010-2011). Fue Jefe de Área y Jefe de Sección en Empresa Eléctrica Ambato S.A., Especialista, Director y Gerente de Distribución en Empresa Eléctrica Quito. Actualmente es Profesor en la Universidad Técnica de Ambato. Sus áreas de interés son la Planificación, Optimización y Automatización de los Sistemas de Distribución.