

MODELOS Y PROCEDIMIENTOS PARA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ENTORNOS URBANOS

J. Bautista¹, R. Sempértegui², J. Pereira³, R. Griñó⁴

¹Departamento de Organización de Empresas
Universidad Politécnica de Cataluña, 08028 Barcelona, España
E-mail: joaquin.bautista@upc.es

²Departamento de Automatización Avanzada y Robótica
Universidad Politécnica de Cataluña, 08028 Barcelona, España
E-mail: rodrigo.sempertegui@upc.es

³Departamento de Organización de Empresas
Universidad Politécnica de Cataluña, 08028 Barcelona, España
E-mail: jorge.pereira@upc.es

⁴Departamento de Automatización Avanzada y Robótica
Universidad Politécnica de Cataluña, 08028 Barcelona, España
E-mail: robert.grino@upc.es

RESUMEN

En este artículo se presenta una descripción y se define el problema de la Planificación de Redes de Distribución Eléctrica en Entornos Urbanos. Se realiza una revisión de los trabajos publicados en la literatura sobre este tema, se presenta un modelo matemático que es resuelto con programación lineal entera y se realiza una experiencia computacional con resultados satisfactorios, lo cual nos permite llegar a conclusiones interesantes.

Palabras y frases clave: PLE, Planificación, Distribución, Flujos en redes

Clasificación AMS: 90C27, 90B06, 90C11.

1. Introducción

La planificación del sistema de distribución tiene por objetivo asegurar que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica por parte de los usuarios sea satisfecha mediante un crecimiento del sistema de distribución; asegurando los requerimientos técnicos del sistema, y minimizando el coste económico de la reestructuración. El

resultado de la planificación deberá definir la localización y dimensionamiento de las subestaciones, así como, el trazado y dimensionamiento de los alimentadores, cumpliendo con las restricciones impuestas por la normativa de distribución eléctrica.

Este problema ha sido ampliamente estudiado por muchos investigadores desde los años 70. Los trabajos reportados en la literatura pueden clasificarse de acuerdo a diversos factores como: (1) El Tratamiento realizado del Sistema, (2) Etapas del Plan y el lapso de tiempo, (3) Consideración de restricciones de Caída de Tensión y Radialidad y (4) Técnicas de Resolución.

Desde el punto de vista de Tratamiento del Sistema algunos autores consideran que la planificación del sistema de distribución puede ser tratado a través de la resolución de dos subproblemas separables: El relacionado con las subestaciones y el relacionado con los alimentadores. Algunos investigadores enfrentan el problema como una secuencia de los dos subproblemas anteriores, primero se analiza el dimensionamiento y localización de subestaciones para posteriormente determinar el trazado y dimensionamiento óptimos de los alimentadores. Sin embargo desde el punto de vista matemático, no son separables ya que existe una estrecha relación entre ambos.

Dado el error que conlleva el tratamiento separado de los subproblemas, y gracias a los desarrollos en el campo de la informática, en la actualidad se busca enfrentar el problema en forma global, es decir haciendo un análisis conjunto de la localización de subestaciones y trazado y dimensionamiento de alimentadores.

Bajo el enfoque del Horizonte de Planificación los trabajos se dividen entre los de simple (única) o varias etapas.

Los modelos de simple etapa son denominados modelos “estáticos”. En ellos se asume una demanda de carga constante durante el horizonte de planificación. Estos modelos no analizan el factor de crecimiento de la carga y, por lo tanto, no tienen necesidad de estudiar los cambios de las instalaciones a lo largo del período de planificación. Así mismo consideran usualmente un año como período de planificación.

Algunos autores enfocan los problemas multiperíodo como una secuencia de crecimientos o expansiones tratados como problemas estáticos. A esta metodología se le denomina “pseudodinámica” ya que las soluciones parciales de cada etapa no son influenciadas por decisiones de etapas futuras durante el proceso de optimización.

En los últimos años se han realizado muchos esfuerzos para desarrollar métodos más complejos que sean capaces de resolver el problema multiperíodo en su conjunto a los que se les denomina “dinámicos”. En la metodología dinámica las decisiones de construcción de todas las etapas del plan se buscan simultáneamente en el proceso de optimización.

Por otra parte, y a fin de facilitar la resolución del problema, muchos investigadores ignoran las restricciones de Caída de Tensión y Radialidad. Aun así estas restricciones tienen importancia desde un punto de vista práctico, debido a que el planificador está interesado en lograr una solución de la red de alimentadores que cumpla las caídas de tensión marcadas por la legislación, así como, de obtener redes radiales por su sencillez operativa y de mantenimiento.

Si bien la naturaleza del problema incluyen restricciones de naturaleza no lineal, el problema normalmente es modelado como un problema combinatorio con restricciones linealizadas. Los procedimientos más comúnmente utilizados para la resolución de estos modelos son: la programación lineal entera, la programación dinámica, variantes de los algoritmos de flujos en redes, diferentes variantes de los procedimientos de Branch and Bound, y en los últimos tiempos, algoritmos evolutivos y sistemas expertos.

En el anexo 1 se muestra un resumen de las características de los modelos publicados en la literatura científica.

El esquema de lo que resta de trabajo es el siguiente. En la sección 2 se desarrollará un modelo para el problema conjunto, tratamiento de subestaciones y alimentadores, en el que tiene en cuenta las restricciones de radialidad y caída de tensión para una única etapa. En la sección 3 se proponen algunas variantes de este modelo. La sección 4 muestra una experiencia computacional resuelta mediante Programación Lineal Entera y finalmente se presentan las conclusiones del trabajo.

2. Modelo Matemático

Sea $G=\{V,A\}$ el grafo asociado a la red del problema donde V representa el conjunto puntos de ubicación de subestaciones (existentes o candidatas), puntos de ubicación de demanda de carga (estaciones de transformación) y cruces de calles y A el conjunto arcos asociados a los nodos donde es factible construir tramos de alimentadores. Una solución del problema quedará determinada por un árbol del grafo (que representará la red de distribución), y un subconjunto de los vértices donde se localizan las subestaciones. Adicionalmente, cada uno de los Nodos que pertenecen al árbol solución deben cumplir restricciones asociadas a la caída de tensión permisible, mediante la definición de los calibres del conductor de cada arco que constituye el árbol.

A continuación se describe la nomenclatura usada en el problema. En caso de necesidad, se adjunta la unidad de medida utilizada entre corchetes.

Nomenclatura del Problema

Datos del Problema

l_{ij} = Longitud del arco entre los nodos i y j [m].
 CX_k, CY_k = Coordenadas x, y del Nodo k .

N_{SE}	=	Número máximo de Subestaciones a instalarse.
$Deman_i$	=	Demanda de consumo en el nodo i [KW]. La demanda es considerada un valor negativo mientras que la generación es considerada positiva.
L_k	=	Longitud del alimentador que llega a la Subestación k [m].
R_k	=	Resistencia por unidad de Longitud para el conductor tipo k (Ω/m)
Arcs	=	Conjunto de Arcos totales.
COND	=	Conjunto de tipos de conductores.
N	=	Conjunto de Nodos totales.
N^+	=	Conjunto de Nodos asociados con la localizaciones propuestas para construir una Subestación.
N^-	=	Conjunto de Nodos asociados con las Demandas de Energía que no son localizaciones propuestas para construir una Subestación.
N^0	=	Conjunto de Nodos asociados de paso o transferencia que no son localizaciones propuestas para construir una Subestación.
AE	=	Conjunto de Arcos existentes en el sistema
SE	=	Conjunto de Subestaciones existentes en el sistema.
V_n	=	Tensión nominal de los alimentadores

Parámetros

C_1	=	Coste de instalación de los alimentadores por unidad de longitud, definido como la media del coste del sistema existente (sin considerar conductor) [€/m].
C_2	=	Coste por unidad de energía [€/KWh].
C_{3k}	=	Coste del terreno e infraestructura física necesaria para la instalación de una Subestación en el nodo k [€].
C_4	=	Coste por unidad de potencia del equipo de una Subestación [€/KWh].
C_5	=	Coste de instalación del alimentador a la Subestación por unidad de longitud [€/m].
C_{6k}	=	Coste del conductor tipo k por unidad de longitud [€/m].
M	=	Constante = $2 * V_n$
K_{max}	=	50
$V_{mín}$	=	Tensión máxima exigida por el sistema.
V_{max}	=	Tensión mínima exigida por el sistema.

Variables

f_{ijk}	=	Flujo de potencia entre los nodos i y j a través del conductor tipo k [KW].
P_i	=	Potencia de la Subestación ubicada en el nodo i [KW].
λ_{ijk}	=	variable binaria que define la existencia del arco i - j con conductor tipo k .

Y_i = 1 si existe el arco entre los nodos i y j con conductor tipo k .
 0 en caso contrario.
 = variable binaria que define la existencia de la subestación en el nodo i .
 1 si existe la subestación en el nodo i .
 0 en caso contrario.

Variables Auxiliares

F_{ij} = Flujo de potencia entre los nodos i y j [KW].

$$F_{ij} = \sum_{\forall k \in Cond} f_{ijk} \quad \forall i, j \in Arcs$$

X_{ij} = variable binaria que define la existencia del arco i - j .

$$X_{ij} = \sum_{\forall k \in Cond} I_{ijk} \quad \forall i, j \in Arcs$$

Adicionalmente, se definen un conjunto de variables asociadas adicionales que serán utilizadas posteriormente para obtener cortes heurísticos que permitan eliminar las variables asociadas a arcos que tienen poca probabilidad de aparecer en aquellas soluciones de alta calidad.

CX_0, CY_0 = Coordenadas del punto medio de las ubicaciones candidatas, relacionadas con las coordenadas de los nodos. a subestaciones definidas mediante:

$$CX_0 = \frac{\sum_{\forall i \in N^+} CX_i}{|N^+|}$$

$$CY_0 = \frac{\sum_{\forall i \in N^+} CY_i}{|N^+|}$$

d_i = Distancia entre el nodo i y el punto medio de los nodos candidatos[m].

$$d_i = \sqrt{(CX_i - CX_0)^2 + (CY_i - CY_0)^2} \quad \forall i \in N$$

d_{max} = Distancia máxima del conjunto de distancias d_i

K_{ij} = Ratio de eliminación de arcos poco probables

$$K_{ij} = \frac{\left(\frac{(d_i + d_j)}{2} - 50 \right) Z_{\max}}{d_{\max} - 50} \quad \forall i, j \in \text{arcos}$$

Función Objetivo

El problema de planificación de sistemas de distribución involucra diversos tipos de costes . En el presente trabajo, se han tenido en cuenta los costes fijos asociados a la construcción de alimentadores y subestaciones, así como las pérdidas en los núcleos de los transformadores, y costes variables, referentes a las pérdidas por efecto Joule en los conductores, alimentadores, y los relacionados con las pérdidas de carga en los transformadores.

A continuación se pasa a describir la función asociada a cada uno de estos costes.

El coste de instalación de la red de alimentación que sirve a la Subestación, incluye los costes correspondientes a construcción del sistema de alimentación, siendo función de la distancia de la red existente a la subestación a construir.

$$Z_1 = \sum_{\forall k \in N^+} C_5 L_k Y_k \quad (1)$$

Los costes asociados a la compra del terreno y a la infraestructura física necesaria para la instalación de subestaciones, corresponde a la fórmula (2), siendo función de la ubicación escogida.

$$Z_2 = \sum_{\forall k \in N^+} C_{3k} Y_k \quad (2)$$

La instalación de equipos de potencia, como los transformadores, control, seccionadores y actuadores, y protección, como pararrayos y disyuntores, de las subestaciones, que pueden considerarse proporcionales a la potencia instalada de la subestación, se reportan en la fórmula (3).

$$Z_3 = \sum_{\forall k \in N^+} C_4 P_k \quad (3)$$

La instalación de los accesorios de los alimentadores, postes y herrajería para los sistemas aéreos o zanjas, tubería y pozos de revisión para los sistemas subterráneos, corresponden a los costes de instalación de los alimentador.

En estos costes, no se incluye el coste asociado a la compra de conductores, ya que el coste del conductor depende de su calibre siendo éste una variable del problema.

La constante C_1 es la media del coste por metro lineal de los accesorios del alimentador del sistema existente.

$$Z_4 = \sum_{\forall i, \forall j} C_1 l_{ij} X_{ij} \quad (4)$$

Las pérdidas de potencia en los alimentadores, dependen de la intensidad que circula por ellos, así como de su longitud y calibre. Esta restricción ha sido linealizada ya que el numerador de la función es de naturaleza cuadrática respecto a la variable flujo.

$$Z_5 = \sum_{\forall i, \forall j} \frac{C_2 l_{ij} R_k f_{ijk}}{\sqrt{3} V_n} \quad (5)$$

Los costes de compra e instalación de conductor están relacionados con el calibre seleccionado, tal como muestra la fórmula (6).

$$Z_6 = \sum_{\forall i, j \in \text{arcos}} \left(l_{ij} \sum_{k \in \text{Cond}} C_{6k} I_{ijk} \right) \quad (6)$$

La función objetivo del modelo será la suma de los costes implicados en la optimización.

Restricciones

La función objetivo esta sujeta a restricciones matemáticas relacionadas con condiciones técnicas exigidas por el sistema. Adicionalmente, se incluyen dos conjuntos de restricciones. El primer conjunto es una serie de restricciones no necesarias que permiten reducir el espacio de búsqueda, ya que cualquier solución óptima para el problema las cumple. El segundo conjunto de restricciones no necesarias está formado por restricciones de carácter heurístico que, aunque no aseguren que el espacio de soluciones incluya a la solución óptima, reducen considerablemente los tiempos de ejecución, véase sección 3 y 4 del presente trabajo.

Restricciones de carácter técnico:

$$\begin{aligned} \nabla F_{ji} - \nabla F_{ij} &= P + Demand_{aj} \quad \forall j \in N & (7) \\ X_{ij} - X_{ji} &\leq 1 \quad \forall ij \in Arcs & (8) \end{aligned}$$

$$\left(I_{ijk} - I_{ijk} \leq 1 \quad \forall k \right) \quad \forall ij \in Arcs \quad (9)$$

$$\sum_{\forall ij \in Arcs} X_{ij} = 1 \quad y \quad j \in N^- \quad (10)$$

$$\sum_{\forall ij \in Arcs} X_{ij} \leq 1 \quad y \quad j \in N^0 \quad (11)$$

$$\sum_{\forall i \in N^+} P_i = \sum_{\forall j \in N^-} Deman_j \quad (12)$$

$$\sum_{\forall i \in N^+} Y_i \leq (N - SE + |SE|) \quad (13)$$

$$X_{ij} = \sum_{\forall k \in COND} I_{ijk} \quad \forall ij \in Arcs \quad (14)$$

$$F_{ij} = \sum_{\forall k \in COND} f_{ijk} \quad \forall ij \in Arcs \quad (15)$$

$$V_i - V_j \leq \sum_{\forall k \in cond} \frac{l_{ij} R_{ijk} f_{ijk}}{\sqrt{3} V_n} + M(1 - X_{ij}) \quad \forall i, j \in N \quad y \quad ij \in Arcs \quad (16)$$

$$V_i - V_j \geq \sum_{\forall k \in cond} \frac{l_{ij} R_{ijk} f_{ijk}}{\sqrt{3} V_n} - M(1 - X_{ij}) \quad \forall i, j \in N \quad y \quad ij \in Arcs \quad (17)$$

$$V_i \leq V_n Y_i + (1 - Y_i) M \quad \forall i \in N^+ \quad (18)$$

$$V_i \geq V_n Y_i - (1 - Y_i) M \quad \forall i \in N^+ \quad (19)$$

$$X_{ij} = 1 \quad \forall ij \in AE \quad (20)$$

$$Y_j = 1 \quad \forall j \in SE \quad (21)$$

La restricción (7) corresponde a las Leyes de Kirchhoff o Ley de Conservación de la Energía. Esta se encarga de asegurar que para cada nodo del sistema, la suma de los flujos de entrada menos la suma de los flujos de salida sea igual a la generación menos la demanda o consumo asociada al nodo. Las restricciones (8), (9), (10) y (11) aseguran la radialidad de la solución permitiendo además definir un único sentido de flujo en cada arco. La restricción (12) están asociadas a la satisfacción de la demanda, asegurando que las subestaciones están en condiciones de cubrir la demanda total del sistema. Por su parte la restricción (13) limita el número de subestaciones que se pueden instalar en la red.

Las restricciones (14) y (15) permiten conectar las variables auxiliares relacionadas con la existencia del arco en la solución y el flujo que lo recorrerá, y el conjunto de variables para ese arco que dependen de los tipos de conductor.

El mantenimiento de los requerimientos mínimos impuestos a la caída de tensión, se cumplen mediante el conjunto de restricciones (16) y (17) analizando las variaciones de tensión entre nodos conectados en el grafo. Por su parte las restricciones (18) y (19) aseguran el cumplimiento de la tensión exigido en las subestaciones.

Las restricciones (20) y (21) definen los alimentadores y subestaciones existentes en el sistema que se debe planificar.

A continuación, se muestra el conjunto de restricciones adicionales al modelo.

$$F_{ij} \leq -C_l X_{ij} \sum_{\forall k \in N^-} Deman_k \quad \forall ij \in Arcs \quad (22)$$

$$P_i \leq -Y_i \sum_{\forall k \in N^-} Deman_k \quad \forall i \in N^+ \quad (23)$$

$$Y_i \leq P_i \quad \forall i \in N^+ \quad (24)$$

$$X_{ij} \leq F_{ij} \quad \forall ij \in Arcs \quad (25)$$

$$\left(f_{ij} \leq -I_{ijk} \sum_{\forall l \in N^-} Deman_l \quad \forall k \in cond \right) \quad \forall ij \in Arcs \quad (26)$$

$$(I_{ijk} \leq f_{ij} \quad \forall k \in cond) \quad \forall ij \in Arcs \quad (27)$$

La restricción (22) asocia los flujos con la existencia de cada arco con el flujo, evitando las búsquedas no provechosas de flujo en caso de no existencia del arco. La restricción (23) limita la potencia asociada a las subestaciones, mientras que las restricciones (24), (25), (26) y (27) han sido modelizadas mediante un proceso de prueba y error.

A continuación se muestran los límites que pueden adoptar las variables.

$$0 \leq X_{ij} \leq 1 \quad \forall ij \in Arcs \quad (28)$$

$$0 \leq F_{ij} \leq \sum_{\forall i \in Nodos} Deman_i \quad \forall ij \in Arcs \quad (29)$$

$$0 \leq I_{ijk} \leq 1 \quad \forall ij \in Arcs \text{ y } k \in COND \quad (30)$$

$$0 \leq f_{ijk} \leq \sum_{\forall i \in Nodos} Deman_i \quad \forall ij \in Arcs \text{ y } k \in COND \quad (31)$$

$$0 \leq Y_i \leq 1 \quad \forall i \in N^+ \quad (32)$$

$$0 \leq P_j \leq \sum_{\forall i \in N^-} Deman_i \quad \forall j \in N^+ \quad (33)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad \forall i \in N \quad (34)$$

3. Variantes del modelo

Se han considerado tres variantes sobre el modelo expuesto en la sección 2. El primero de ellos, denominado modelo global con eliminación de arcos incluye una restricción heurística para reducir el espacio de búsqueda, la segunda variante trata el modelo en dos partes, mientras el tercero incluye en este proceso por partes la restricción heurística adicional.

3.1 Modelo Global con Eliminación de Arcos Poco Probables

Este modelo pretende reducir el tiempo utilizado para resolver el problema mediante la inclusión de una nueva restricción, fórmula 35, que elimina el sentido de los arcos cuyo con dirección a las subestaciones, con probabilidad inversamente proporcional a la distancia del arco respecto de las subestaciones candidatas, esta distribución de probabilidades es muy alta para los arcos cercanos a la subestación y casi nula para los arcos más alejados.

$$X_{ij} = 0 \quad \forall \text{arco } i, j \text{ tal que } d_j > d_i + K_{ij} \quad (35)$$

3.2 Modelo en Dos Etapas

En esta variante el modelo se ha dividido en dos subproblemas que se resuelven secuencialmente. En una primera fase, asociada al primer subproblema, se realiza la localización y el dimensionamiento de la Subestación así como el trazado de las rutas de los alimentadores sujetas a las restricciones de radialidad. En la segunda fase, se realiza el dimensionamiento de los conductores sujetos a las restricciones de caída de tensión máxima permisible. La segunda fase utiliza los resultados de la primera como parámetros del problema.

3.3 Modelo en Dos Etapas con Eliminación de Arcos Poco Probables

Esta variante combina las anteriores, resolviendo el problema en dos etapas y aplicando las restricciones (35) en la primera fase.

4. Experiencia computacional

Para comprobar la validez del modelo presentado, así como las restricciones adicionales y la restricción heurística, se ha resuelto siete colecciones de problemas formadas por diez ejemplares cada una, y con un tamaño comprendido entre 16 y 100 nodos mediante programación lineal entera.

La generación de cada programa lineal se ha realizado mediante un programa desarrollado en lenguaje C, utilizando la librería de programación lineal CPLEX, versión 6.5. Los programas se han ejecutado en una estación de trabajo SUN Enterprise 450, con 4 procesadores con un 1GB. de memoria RAM. Para cada algoritmo se reportan los resultados obtenidos así como el tiempo de ejecución del algoritmo calculado en tiempo real de ejecución mediante la función `time(NULL)`. Se ha fijado un límite al tiempo de resolución igual a 3600 segundos.

Para cada colección y procedimiento se reporta el tiempo mínimo, medio y máximo de ejecución, así como su desviación estándar, el número de mejores soluciones encontradas y el error, medido para los procedimientos global con restricción heurística y procedimientos dos pasos, como la diferencia del valor obtenido respecto al valor obtenido por el procedimiento denominado Global, mientras que en el caso del procedimiento global, se ha medido la diferencia entre el valor obtenido y el valor de cota inferior a solución al que ha llegado el procedimiento durante la búsqueda.

Nodos	GLOBAL			GLOBAL CON RESTRICCIÓN			DOS ETAPAS			DOS ETAPAS CON RESTRICCIÓN		
	Min	Max	Med	Min	Max	Med	Min	Max	Med	Min	Max	Med
16	5	145	27.9	3	111	20.9	0	1	0.2	0	1	0.2
25	68	3600	1962	53	3600	1202.9	0	3	1.4	0	1	0.4
36	677	3600	3334.3	677	3600	3334.3	1	12	4.5	0	4	1.3
49	3600	3600	3600	3600	3600	3600	4	143	39.6	1	3	1.5
64	3600	3600	3600	3600	3600	3600	79	3600	1057.8	2	60	13.3
81	3600	3600	3600	3600	3600	3600	101	3600	1829.2	2	405	123
100	3600	3600	3600	3600	3600	3600	2297	3600	3455	45	3600	1437

Tabla 1: Tiempos mínimo, medio y máximo de ejecución de los algoritmos

Nodos	GLOBAL			GLOBAL CON RESTRICCIÓN			DOS ETAPAS			DOS ETAPAS CON RESTRICCIÓN		
	Desv.	Opt.	Error	Desv.	Opt.	Error	Desv.	Opt.	Error	Desv.	Opt.	Error
16	41.5	9	0.0	32.1	10	0	0.4	10	0	0.4	10	0
25	1066.3	7	0.0	1066.3	9	0	0.9	10	0	0.5	10	0.07
36	881.3	1	0.06	881.3	1	0.06	3.5	10	-0.01	1.01	10	0.18
49	3358	0	0.30	0	0	0.30	44.4	10	-0.16	0.82	10	-0.03
64	0	0	2.62	0	0	2.58	1323.9	9	-2.22	16.82	10	-1.75
81	0	0	3.78	0	0	3.59	1493.8	7	-2.90	144.97	10	-2.45
100	0*	0	4.47	0*	0	4.47	434.3	2	-2.28	1526	9	-2.89

*Para una de las instancias el algoritmo no encontró solución en el límite impuesto

Tabla 2: Desviación estándar del tiempo de ejecución de los algoritmo, número de óptimos hallados y error cometido.

5. Conclusiones

Del análisis de los resultados obtenidos hasta el momento se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- El análisis de los resultados obtenidos por la aplicación de los modelos responden a soluciones coherentes con los diseños reales, consiguiendo automatizar las decisiones de ubicación y dimensionamiento de subestaciones y rutificación y dimensionamiento de alimentadores.
- La experiencia computacional con sistemas de hasta de 100 nodos obtienen soluciones de calidad en tiempos de computación aceptables.

- En la actualidad se está trabajando en mejorar el modelo estático incluyendo mas restricciones de tipo heurísticos que reduzcan el coste computacional a fin de resolver problemas de tamaño real.
- Finalmente, se pretende ampliar en trabajos futuros este modelo estático para incluir diferentes periodos de planificación.

Referencias

- Adams R.N., Afuso A., Rodríguez A., Pérez V., A Methodology for Distribution System Planning, 8th Power Systems Computation Conference, Finland 19th-24th August 1984, 1984
- Adams R.N., Laughton M.A., A Dinamic Programming network flow procedure for distribution system planning, Procc. 8th Power Industry Computer Application (PICA) Conference Minneapolis USA 3th-6th June 1973, 1973, pp.348-354.
- Adams R.N., Laughton M.A., Optimal Planning of Networks Using Mixed-Integer Programming, Proc. IEE, 121, 2, 1974, pp.139-148.
- Afuso A., Geréz V., Rodríguez A., And Integrated System for distribution planning, Procc. 4th IEEE International Symposium on Large Engineering Systems, Canada, 9th-11th June 1982, 1982.
- Aoki K., Nara K., Satoh T., Kitagawa M., Yamanaka K., New Aproximate Optimization Method for Distribution System Planning , IEEE Trans. Power System, 5, 1, 1990, pp.126-132.
- Blanchard M., Delorme L., Simard C., Nadeau Y., Experience with Optimization Software for Distribution System Planning, IEEE Trans. Power System, 11, 4, 1996, pp.1891-1898.
- Boardman J.T., Meckiff C.C., A Branch and Bound Formilation to an Electricity Distribution Planning Problem, IEEE Trans. PAS, 104, 8, 1985, pp.2112-2118
- Bouchard D.E., Salama M.M.A., Chikhani A.Y., Optimal Distribution Feeder Routing and Optimal Substation Sizing and Placement Using Evolutionary Strategies, IEEE, 1994, pp.661-664.
- Brauner G., Zobel M., Knowledge Based Planning of Distribution Networks, IEEE Trans. Power System, 9, 2, 1994, pp.942-948.
- Cannas B., Celli G., Optimal MV Distribution Networks Planning Whit Heuristic Techniques, IEEE, 1999, pp.995-1000.
- Carneiro M., França P.M., Silveira P.D., Long-Range Planning of Power distribution systems: primary networks, Electric Power Systems Research, 1993, pp.223-231.
- Carvallhop P.M.S., Ferrerira L.A.F.M., Lobo F.G., Barruncho L.M.F., Distribution Network Expansion Planning Under Uncertasinty: A Hedging Algorithm in an Evolutionary Approach, IEEE Trans. Power Delivery, 15, 1, 2000, pp.412-416.
- Chen J., Hsu Y., An Expert System for Load Allocation in Distribution Expansion Planning, IEEE Trans. Power Delivery, 4, 3, 1989, pp.1910.-1917.

- Crawford D.M., Holt Jr S.B., A Mathematical Optimization Technique for locating and Sizing Distribution Substations, and Deriving Their Optimal Service Areas, IEEE Trans. PAS, 94, 2, 1975, pp.230-234.
- El-Kadi M.A., Computer-Aided Planning of Distribution Substations and Primary Feeders, IEEE Trans. PAS, 103, 6, 1984, pp.1183-1189.
- Fawzi T.H., Ali K.F., El-Sobki S.M., A New Planning Model For Distribution Systems, IEEE Trans. PAS, 102, 9, 1983, pp.3010-3017.
- Gönen T., Foote B.L., Distributions System Planning using Mixed-Integer Programming, IEE Proc-C, 128, 2, 1981, pp.70-79.
- Gönen T., Ramírez-Rosado I., Review of Distributions System Planning Models: a model for optimal multi-stage planning, IEE Proc-C, 133, 7, 1986, pp.397-408.
- Hindi K. S., Brameller A., Design of Low-Voltage Distribution Networks: A Mathematical Programming Method, Proc. IEE, 124, 1, 1977, pp.54-58.
- Holt Jr S.B., Crawford D.M., Distribution Substation Planning using optimization methods, IEEE Tutorial Course, 1976, pp.69-76.
- Hongwei Dai, Yixin Yu, Chunhua Huang, Chengshan Wang, Shaoyun Ge, Optimal Planning of Distribution Substation Locations and Sizes -- Model and Algorithm, IEEE TENCON'93 BEIJING, 1993, pp.351-354.
- Hsu Y., Chen J., Distribution Planning Using a Knowledge-Based Expert System, IEEE Trans. Power Delivery, 5, 3, 1990, pp.1514-1519.
- Kagan N., Adams R.N., A Computational Decision Support System for Electrical Distribution Systems Planning, IEEE, 1992, pp.133-138.
- Lin W.M., Su Y.S., Tsay M.T., Genetic Algorithm for Optimal Distribution System Planning, IEEE, 1998, pp.241-245.
- Masud E., An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations using Optimization Techniques, IEEE Trans. PAS, 93, 5, 1974, pp.1281-1286.
- Masud E., Distribution Planning: state of the art and extensions to substation sizing, Elec.Power Syst. Res, 1, 1978, pp.203-212.
- Mikic O.M. , Mathematical Dynamic Model for Long-term Distribution System Planning, IEEE Trans. Power System, 1, 1, 1986.
- Miranda V., Ranito J.V., Proença L.M., Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning, IEEE Trans. Power System, 9, 4, 1994, pp.1927-1933.
- Nara K., Satoh T., Aoki K., Kitagawa M., Multi-Year Expansion Planning for Distribution System, IEEE Trans. Power System, 6, 3, 1991, pp.952-958.
- Nara K., Satoh T., Kuwabara H., Aoki K., Kitagawa M., Ishihara T., Distribution Systems Expansion Planning by Multi-stage Branch Exchange, IEEE Trans. Power System, 7, 1, 1992, pp.208-214.
- Nara K., State of the Arts of the Modern Heuristics Application to Power System, IEEE, 2000, pp.1279-1283.
- Neimane V., Andersson G., Distribution Networks Reinforcement Planning: A Dynamic Multi-Criteria Approach, IEEE, pp.260.
- Peponis G.J., Papadopoulos , New Dynamic, Branch Exchange Method for Optimal Distribution System Planning, IEE Proc. On Generation, Transmission and Distribution, 114, 3, 1997, pp.333-339.

- Ponnaivaikko M., Prakasa Rao K.S., Optimal Distribution System Planning, IEEE Trans. PAS, 100, 6, 1981, pp.2969-2976.
- Quintana W.H., Temraz H.K., Hipel K.W., Two-stage Power System Distribution Planning Algorithm, IEE Proc-C, 104, 1, 1993, pp.17-29.
- Ramírez-Rosado I., Bernal-Agustin J.L., Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution System, IEEE Trans. Power System, 13, 2, 1998, pp.696-703.
- Ramírez-Rosado I., Dominguez-Navarro J., Yusta-Loyo J., A New Model for Optimal Electricity Distribution Planning Based on Fuzzy set Techniques, IEEE, 1999, pp.1048-1054.
- Ramírez-Rosado I., Gönen T., Pseudodynamic Planning for Expansion of Power Distribution Systems, IEEE Trans. Power System, 6, 1, 1991, pp.245-253.
- Sempértegui R., Bautista J., Griño R., Pereira J., Models And Procedures For Electric Energy Distribution Planning. A Review, IFAC 2002.
- Skrlec D., Krajcar S., Privicevic B., Blagajac S., Exploiting the Power of Genetic Algorithm in Optimization of Distribution Networks, Procc. 8th Mediterranean Electrotechnical Conference, 1996, pp.1607-1610.
- Sun D.I., Farris D.R., Cote P.J., Shoults R.R., Chenn S.S., Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Planning via the Fixed Charge Network Formulation, IEEE Trans. PAS, 101, 3, 1982, pp.602-608.
- Tang Y., Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization, IEEE Trans. Power System, 11, 1, 1996, pp.181-189.
- Tumazos S., Expert System / Algorithm Based Radial Low Voltage Distribution Network Configuration Tool, ST118.101, 1997, pp.1-9.
- Thompson G. L., Wall D. L., A Branch and Bound model for Choosing Optimal Substations Locations, IEEE Trans. PAS, 100, 5, 1981, pp.2683-2687.
- Wall D. L., Thompson G. L., Northcote-Green J.E.D., An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks, IEEE Trans. PAS, 98, 3, 1979, pp.1061-1065.
- Wong K.P. , Cheung H.N., Artificial Intelligence Approach to Load Allocation in Distribution Substations, IEE Proc-C, 134, 5, 1987, pp.357-364.
- Yahab Kobi, Oron Gideon, Optimal Location of Electrical Substation in Regional Energy Supply Systems, IEEE, 1996, pp.307-309.
- Youssef H.K., Hackan R., Dynamic Solution of Distribution Planning in Intermediate Time Range, IEEE Trans. Power Delivery, 3, 1, 1988, pp.341-344.
- Zanoni Dueire Lins, M. Alfonso de Carvalho Jr., An Expert System for Power Distribution Networks Feeders Planning, IEEE, 1996, pp.457-460.

TABLE I

	YEAR	AUTHOR
	1973	Adams y Laughton
	1974	Adams y Laughton
	1974	Masud
	1975	Crawford y Holt
	1976	Crawford y Holt
	1977	Hindi y Brameller
	1978	Masud
	1979	Wall y Thompson
	1980	Ross D.W., Carson M., Cohen A.I.
	1981	Gönen y Foote
	1981	Ponnavaiko y Rao
	1981	Wall y Thompson
	1982	Alfuso Geréz,Rodriguez
	1982	Gönen y Foote
	1982	Sun, Farris,Cote,Shroults
	1983	Fawzi,Ali, El-Sobki
	1984	Adams,Alfuso,Geréz,Rodriguez
	1984	El-Kady
	1985	Boardman J.T., Meckliff C.C.
	1986	Gönen y Ramirez-Rosado
	1986	Milic
	1987	Wong, Cheung
	1988	Youssef H.K., Hackan R
	1989	Chen J., Hsu Y.
	1990	Aoki,Nara,Satoh,Kitagawa
	1990	Hsu,Chen
	1991	Nara, Satoh,Aoki,Kitagawa
	1991	Ramirez-Rosado y Gönen
	1992	Kagan N., Adams R.N.
	1992	Nara, Satoh,Kuwabara,Aoki,Kitagawa,Ishihara
	1993	H. Dai, Y. Yu, C. Huang, C. Wang, S. Ge
	1993	Quintana,Temraz,Hipel
	1993	Carneiro M., França P.M., Silveira P.D.
	1995	Bouchard D.E., Salama M.M.A., Chikhami A.Y.
	1994	Brauner,Zobel
	1994	Miranda V., Ranito J.V., Proença L.M.
	1996	Tang Y.
	1996	Yahab Kobi, Oron Gideon
	1996	Zanoni Duetre Lins, M. Alfonso de Carvalho Jr.
	1996	Skrlec D., Krajcar S., Prvicevic B., Blagjac S.
	1997	Tumazos S.
	1997	Peponis G.J., Papadopoulos
	1998	Lin W.M., Su Y.S., Tsay M.T.
	1998	Ramirez-Rosado I., Bernat-Agustin J.L.
	1999	Cannas B., Celli G.
	1999	Ferreira L., Carvalho P., Barruncho L.
	1999	Ramirez I., Dominguez J., Yusta J.
	1999	Neimane V., Andersson G.
Subestaions	Fixed costs	
	Variable costs	
	Optimal location problem	Y
	Optimal sizing problem	Y
	Area load transfer	Y
	Load x distance	Y
Feeders	Fixed costs	Y
	Variable costs	Y
	Optimal routing problem	Y
	Optimal sizing problem	Y
Substations and feeders		
One stage (static)	Y	
Several stages	pseudodynamic	Y
	completely dinamic	Y
Radiality	Y	
Voltage drop	Y	
Mixed-integer linear programming	Y	
Mixed-integer no linear programming	Y	
Dinamic Programming	Y	
Mathematical Programming system	XDLCL M10	
	MPSX MIP	
MPSX MIP		
MPSX 370		
A/ES PROLOG		
A/ES PROLOG		
BE/MIP		
ES/PROLOG		
BE		
MLP/BB/FUZZY		
MS/BE		
CFyP		
BB/NF		
EA		
GA		
PD/HEURIS.		
NF		
OPT.NO LINEAL		
ES PROLOG		
GA/FF		
ES/ACR		
BE		
GA		
GA		
HILL CLIMBING		
TS/FTCCT		
SA/PD		

CCT= Shortest path and transportation
 BB= Branch and Bound
 PD= Dynamic programming
 NF= Network Flow Algorithm

FF= Ford and Fulkerson
 DA= Dijkstra Algorithm
 TCA= Transhipment capacitated Algorithm
 BE= branch exchange Algorithm

MSBE= Multi-stage branch exchange Algorithm
 CFyP= Clustering and Forecasting, Planning Algorithm
 KB= Knowledge-Based
 ES= Expert System

AI= Artfitial Intelligence
 GA= Genetic Algorithm
 MCVRP= Multiple Capacited Vehicle Routing Problem
 NCA= Network Configuration Algorithm
 TS= Tabu search