

Metodología para la determinación de la red adaptada de distribución de baja tensión

J. Mario Vignolo, *Member, IEEE*, y Alfredo Piria

Abstract-- El proceso de re-regulación del sector eléctrico a nivel mundial y, por lo tanto, la necesidad de regulación de los monopolios naturales de redes ha hecho necesario el desarrollo de metodologías para determinar la remuneración de las mismas.

Uno de los esquemas de remuneración utilizados es el denominado *price-cap* asociado a la red óptima adaptada, es decir, la determinación de precios máximos asociados a una red de referencia diferente de la red real, que proporcione al Distribuidor incentivos de eficiencia.

En este trabajo, se describe e implementa una metodología para determinar la red adaptada de distribución de baja tensión basada en la optimización de la red existente, minimizando los costos de inversión presentes y los costos de operación, mantenimiento y pérdidas futuras, sujeta a restricciones de capacidad y caídas de tensión. Asimismo, la implementación se realiza utilizando dos metodologías diferentes de flujos de carga para redes radiales, uno exacto y otro simplificado, realizándose una comparación entre ambas. Finalmente, se presenta un caso particular de aplicación para una zona de distribución de una ciudad de Uruguay.

Index Terms—regulación, distribución, red adaptada

I. INTRODUCCIÓN

EL cambio en la regulación del sector eléctrico a nivel mundial ha implicado no solamente la necesidad de diseñar mercados competitivos para la generación y la comercialización de energía eléctrica, sino también mecanismos de regulación de los monopolios naturales de redes. En particular, para la determinación de la remuneración del Distribuidor se han propuesto diferentes metodologías. Una muy utilizada (e.g. Reino Unido, Uruguay) es el *price-cap*, en la cual el regulador establece un precio máximo intentando reflejar los valores futuros de los costos en que incurriría una empresa eficiente, en las mismas condiciones de demanda y precios de insumos en las que opera el Distribuidor. La determinación de estos costos eficientes es en sí mismo un problema, y una solución posible, para el caso de la red de baja tensión, es lo que se propone en este trabajo.

En [1] se presenta una metodología para la determinación de la remuneración permitida del distribuidor basada en el diseño de una red adaptada de referencia. Esta red está definida como aquella que tiene la misma topología y niveles de tensión que la red real pero donde la capacidad de los circuitos es

optimizada. La determinación de las capacidades óptimas se realiza en un proceso de dos etapas, el cual comienza con la determinación de las capacidades óptimas de los conductores teniendo en cuenta solamente el transporte de electricidad. Una vez determinada la capacidad para el transporte de electricidad, la capacidad adicional requerida para satisfacer las restricciones de seguridad es calculada en una segunda etapa. En la primera etapa se minimiza la sumatoria de la anualidad del costo del capital y las pérdidas óhmicas anuales. En la segunda etapa, se minimiza la sumatoria del costo de inversión, el costo de operación y el costo de falla.

En un trabajo posterior [2] queda claro que no es del todo necesaria la segunda etapa de este proceso ya que si se tiene en cuenta el costo de las pérdidas en la optimización, entonces es muy probable se satisfagan los requerimientos de seguridad sin ningún costo adicional.

Tanto en [1] como en [2], el costo del capital utilizado considera únicamente los conductores y no todo el equipamiento y mano de obra necesarias para la instalación de los mismos. Asimismo, la función de optimización no incluye los costos anualizados de la operación y el mantenimiento. En consecuencia, en estas propuestas, los costos eficientes de la red de distribución, están basados únicamente en un *trade-off* entre el costo de capital de los conductores y las pérdidas óhmicas en los mismos. En definitiva, la única variable de decisión que le dejan al distribuidor es la sección de los conductores.

En nuestro trabajo se utiliza la misma definición de red adaptada que en [1] pero la optimización se plantea en una única etapa realizando la minimización de una función que incluye costos de inversión presentes y costos futuros de operación, mantenimiento y pérdidas, sujeta a restricciones de capacidad y caídas de tensión. A diferencia de los trabajos previos referenciados, en la función de optimización se incluyen los costos totales de inversión de la red (i.e. costo de los conductores más costo de otros equipamientos adicionales necesarios más costos de instalación) y los costos totales de operación y mantenimiento. De esta forma, la función de optimización refleja en mayor grado las variables de decisión del Distribuidor quien se enfrenta en el tiempo no sólo a la elección de una sección de conductor sino a distintos tipos y tecnologías asociadas que implican distintos costos no solo de instalación sino también de operación y mantenimiento.

Por otra parte, la implementación práctica de la metodología propuesta implica la necesidad de utilización de algoritmos eficientes de cálculo. En particular, para la resolución de los

flujos de cargas se tomó como referencia [3] con algunas variantes que se presentan más adelante. Adicionalmente, se desarrolló otra alternativa muy simple y rápida para el cálculo aproximado de los flujos, la que se usó en una primera etapa del algoritmo de optimización.

El trabajo está organizado de la siguiente forma. En la Sección II se realiza el planteo del problema. En la Sección III, se presenta la metodología utilizada. En la Sección IV, se presenta un ejemplo de aplicación. Finalmente, en la Sección V se presentan algunas conclusiones.

II. PLANTEO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta la definición de red adaptada utilizada, el trazado de la red (topología) y la ubicación de las cargas son un dato de nuestro problema. Adicionalmente, se considera que el distribuidor se enfrenta a un conjunto discreto de conductores para elegir (del orden de la media decena). De estos conductores se conoce el costo en USD/km, el cual tiene en cuenta el costo de inversión y el costo futuro de operación y mantenimiento. El costo de inversión está calculado como el valor de reposición a nuevo. El costo de operación y mantenimiento es el valor actualizado de operar y mantener eficientemente 1 km del conductor, considerando una vida útil de T años y un interés nominal i .

Con estos datos, el problema a resolver es la minimización del costo de inversión, más el valor presente del costo total de pérdidas de energía eléctrica y de operación y mantenimiento durante la vida útil de la instalación. Para el cálculo del costo de la energía de pérdidas se supone que la demanda que carga al conductor crecerá uniformemente a una tasa Δ durante T_S años, a partir de lo cual su carga permanecerá constante hasta el fin de su vida útil. El precio de la energía (p_E) utilizado para el cálculo es el precio monómico de compra en contratos de largo plazo del distribuidor, en USD/MWh, constante para todo el período T considerado. El cálculo detallado del costo de la energía de pérdidas se incluye en el Anexo A.

La minimización se realiza sujeta a restricciones de capacidad térmica de los conductores y caídas máximas admisibles de voltaje en los circuitos.

III. METODOLOGÍA

A. Modelo de la red

Como modelo para la red radial de distribución en estudio se utilizó un grafo compuesto por un conjunto de n_{nod} nodos correspondientes a los extremos de las líneas y a los puntos de carga, y un conjunto de $n_{arc} = n_{nod} - 1$ arcos correspondientes a los tramos de las líneas entre parejas ordenadas de nodos. Para ese grafo definimos la matriz A de incidencia arco-nodos:

$$\begin{cases} A(h, k_{h,fin}) = 1 \\ A(h, k_{h,ini}) = -1 \\ A(h, k) = 0 \quad \forall k \neq k_{h,ini}, k_{h,fin} \end{cases}$$

siendo $k_{h,ini}, k_{h,fin}$ los índices de los nodos inicial y final del arco h , y la matriz B indicadora de nodos aguas abajo:

$$\begin{cases} B(h, k) = 1 \quad \forall k \in K_h \\ B(h, k) = 0 \quad \forall k \notin K_h \end{cases}$$

siendo K_h el conjunto de índices de nodos aguas abajo del arco h . En el Anexo B se indica una forma eficiente de armar esta matriz.

Los vectores p_L, q_L tienen los datos de la potencia activa y reactiva en los nodos, los vectores r, x los datos de resistencia y reactancia en los arcos, y v_0 es el valor de la tensión en el nodo k_S de referencia o *slack*, el cual coincide con la subestación de transformación de media a baja tensión. Todas estas magnitudes están expresadas en “por unidad”.

B. Ecuaciones exactas del flujo de cargas

Las ecuaciones del flujo de cargas, en forma compleja son:

$$\begin{cases} \bar{i}_L(k) = (p_L(k) - jq_L(k)) / \hat{v}(k) & (1a) \\ \forall k = 1, \dots, n_{nod} \\ \bar{v}(k_{h,fin}) - \bar{v}(k_{h,ini}) = (r(h) + jx(h)) \sum_{k \in K_h} \bar{i}_L(k) & (1b) \\ \forall h = 1, \dots, n_{arc} \\ \bar{v}_{k_S} = v_0 & (1c) \end{cases}$$

siendo $\bar{i}_L(k)$ y $\bar{v}(k)$ la corriente de carga y el voltaje complejos respectivamente, ambos en el nodo k .

En forma matricial, las ecuaciones anteriores se pueden expresar como

$$\begin{cases} \bar{i}_L = (p_L - j q_L) ./ \hat{v} & (2a) \\ A \bar{v} = (r + j x) B \bar{i}_L & (2b) \\ \bar{v}_{k_S} = v_0 & (2c) \end{cases}$$

donde la notación vectorial $u./v$ indica la división en cada coordenada.

C. Algoritmo iterativo de resolución del flujo exacto

La solución de las ecuaciones (2a), (2b) y (2c) se organiza como en [3], con el siguiente algoritmo (que llamaremos MAINAC):

Paso inicial:

Se elige una tolerancia ϵ y se pone $\bar{v}(k) = v_0 \quad \forall k$

Paso iterativo:

- 1) Se guarda en \bar{v}_{old} el valor corriente del vector de voltaje
- 2) Se calcula el vector de corriente \bar{i}_L usando (2a)
- 3) Se calcula el vector de voltaje \bar{v} resolviendo (2b), (2c)
- 4) Si $\|\bar{v} - \bar{v}_{old}\| < \epsilon$, FIN de la iteración.

En caso contrario, se vuelve al punto (1).

Observación práctica: En el punto (3) se resuelve un sistema de n_{arc} ecuaciones e incógnitas cuya matriz \tilde{A} se obtiene de A retirando la columna k_s . El tiempo de cálculo se reduce si la descomposición $\tilde{A} = LU$ se realiza previamente al inicio de la iteración.

D. Flujo de cargas simplificado

Como alternativa al método iterativo propuesto en C, se puede hallar en forma rápida valores aproximados resolviendo un modelo simplificado del flujo de cargas en la red. En una primera instancia se desprecian las pérdidas en los conductores, calculando la corriente (en módulo) en cada arco h de la red con la siguiente fórmula:

$$i(h) = \frac{\sum_{k \in K_h} P_L(k)}{v_0 \times fp},$$

donde la simplificación consiste en aproximar la tensión en los nodos al valor v_0 y suponer un factor de potencia (fp) constante para toda la red.

En una segunda instancia las pérdidas en cada arco h pueden calcularse como $r(h) \times i^2(h)$. Adicionalmente, dadas las corrientes puede evaluarse la caída de tensión entre dos puntos cualesquiera de la red.

En el Anexo C se presenta una forma matricial para el cálculo de las caídas de tensión, corrientes y pérdidas. La ventaja de ese desarrollo es que las matrices se pueden construir previamente al proceso de optimización, ya que no dependen del tipo de conductor utilizado.

Si el factor de uso de los circuitos, definido como la relación entre la corriente que circula y la corriente nominal es inferior al 100 %, es esperable que se cumplan las hipótesis antes mencionadas y por lo tanto que los resultados de estos cálculos aproximados no difieran demasiado de los obtenidos en la resolución del flujo exacto. Esto se comprueba en la Sección IV.

E. Optimización del diseño

El problema de hallar el diseño de la red de mínimo costo se puede formular como:

$$(P) \begin{cases} \min CT_{inv}(z) + CT_{loss}(z) + CT_{O\&M}(z) \\ z \in Z \\ s.a. \\ \bar{v}(z), \bar{i}_L(z) \text{ cumplen } (2a), (2b), (2c) \\ |v(z, k) - v_0| \leq d v_0 \quad \forall k \\ i_L(z, h) \leq i_L^{\max}(z_h) \quad \forall h \end{cases}$$

siendo:

Z el conjunto de diseños posibles, formado por vectores z cuyas componentes z_h indican el tipo de conductor usado en el tramo h de la red, CT_{cond} , CT_{loss} , $CT_{O\&M}$, los costos totales de inversión, de pérdidas y de operación y mantenimiento, respectivamente de la red considerada, i_L^{\max} , el límite en la corriente debido a la capacidad térmica del conductor, y d , la caída de tensión máxima admisible en p.u.. Este valor tiene en cuenta un factor de seguridad por el crecimiento de la demanda

El conjunto Z de posibilidades es discreto pero puede ser de gran tamaño: con sólo 6 tipos de conductores y 50 tramos de línea se obtienen del orden de 10^{40} diseños posibles. La solución aproximada del problema (P) se puede obtener en 2 etapas:

- a) Se considera un problema aproximado (\tilde{P}), en que las tensiones, corrientes y pérdidas se calculan con el método simplificado explicado en D. Se halla el óptimo de este problema aproximado con una heurística estándar como el algoritmo genético [4].
- b) Se busca la solución del problema exacto (P) dentro de un conjunto de variantes de la solución aproximada hallada en (a).

Como criterio de diseño interesa restringir el conjunto Z a los conductores "telescopicos", en que la sección del conductor no crece aguas abajo. En la práctica se observa que las soluciones halladas en (a) y (b) cumplen con esa condición.

IV. EJEMPLO DE APLICACIÓN

El algoritmo presentado en el punto anterior fue usado extensivamente en estudios realizados por el Regulador eléctrico de Uruguay para la determinación del valor agregado de distribución (VADE), en los años 2001 a 2003. Para la determinación de la red adaptada de baja tensión se estudiaron las redes correspondientes a algunas decenas de estaciones de transformación, estando cada una de esas redes compuesta de varios circuitos radiales. Los cálculos fueron realizados usando MATLAB.

A modo de ejemplo se muestran los resultados obtenidos para el circuito identificado como troncal 5 de la subestación 4111009 de la ciudad de Durazno. La longitud total de ese circuito es de 1417 m, con 87 clientes que se suponen con la misma carga trifásica. El modelo de esta red es un grafo con 106 arcos según el siguiente diagrama, donde las flechas indican el sentido del crecimiento de la numeración de los nodos:

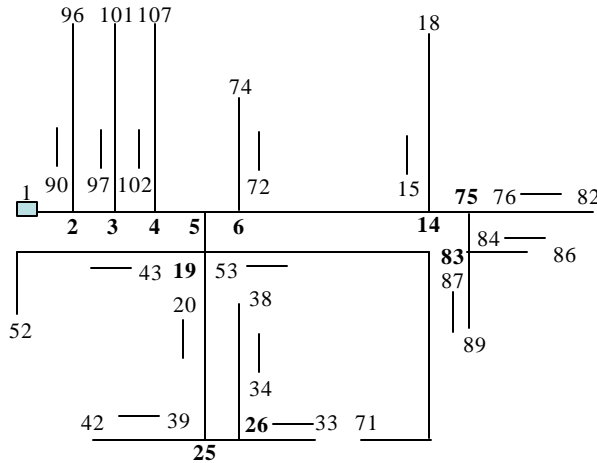


Fig. 1. Diagrama simplificado de la red de baja tensión.

Los datos de las líneas y las cargas se adjuntan en el Anexo D. Las cargas puntuales tienen en cuenta un factor de simultaneidad global en la punta del sistema. También han sido tomadas uniformes como forma de simplificar el manejo de los datos, aunque no es necesario desde el punto de vista del algoritmo utilizado. El conjunto de conductores disponibles se reduce a tres secciones de línea aérea preensamblada (PRE95, PRE50 y PRE25) y dos secciones de cable subterráneo (CX150 y CX240), cuyas características técnicas y costo unitario también se indican en el Anexo D.

Adicionalmente, se tomaron los siguientes datos:

- Tasa de crecimiento de la demanda: 3.32 %
- Interés nominal: 10 %
- Inflación nula
- Valor de T_s igual a 10 años
- Factor de pérdidas de 0.25
- Precio monómico de la energía: 74.3 USD/MWh

El costo presente de las pérdidas (con las hipótesis del Anexo A), para 1kW de pérdida de energía de punta es de 2402 USD.

El valor d admisible para la caída de tensión es de 10%.

El algoritmo MAINAC converge con el criterio $e = 10^{-6}$ luego de 6 iteraciones, en promedio.

El diseño óptimo obtenido tiene las restricciones de caída de tensión y de capacidad inactivas: la máxima caída es de 5% en el nodo 82 y el factor de uso máximo de los conductores

alcanza el 63% en el arco 1. El diseño óptimo también se muestra en el Anexo D.

Es importante señalar que para este diseño, las diferencias entre los resultados de las magnitudes eléctricas obtenidas con el flujo exacto y con el flujo simplificado no difieren en más de un 6%. En efecto, se observa lo siguiente:

- Diferencia máxima en las caídas de tensión: 0.1 %
- Diferencia máxima en las corrientes en los arcos: 3 %
- Diferencia máxima en las pérdidas en los arcos: 6 %

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se propone una metodología práctica y eficiente para la determinación de la red adaptada de baja tensión de distribución. La misma puede ser utilizada también para redes de media tensión y extenderse con poca dificultad para casos en los cuales el diseño permite variantes en la topología.

Para el caso particular estudiado, se verifican los resultados obtenidos en [1] y [2] donde el diseño de la red queda determinado por los costos de la energía de pérdidas futuras.

VI. APÉNDICE

A. Costo actualizado de pérdidas de energía

Durante la vida útil T de la instalación, se supone que la carga máxima anual en los circuitos sigue el comportamiento de la Fig. 2. Es decir, desde el momento presente en $t=0$, la carga crece uniformemente desde C_0 a una tasa Δ hasta $t=T_s$. A partir de ese momento, la carga en el circuito permanece constante hasta el final de la vida útil en $t=T$.

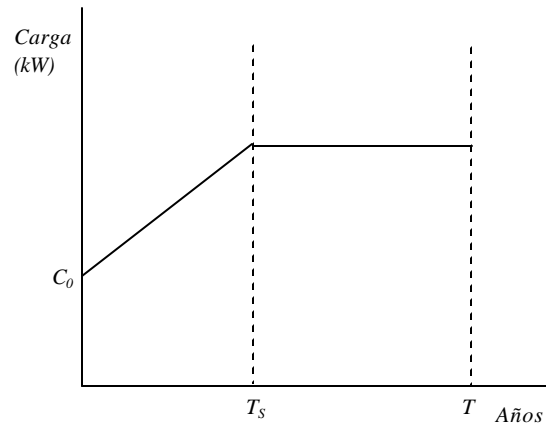


Fig. 2. Carga máxima anual en un circuito durante su vida útil.

Consideremos una potencia en pérdidas de P_{per} en $t=0$, en el momento de demanda máxima del sistema. Las pérdidas anuales de energía pueden obtenerse multiplicando el valor de dicha potencia por un factor de pérdidas (FP) y por 8760, es decir que FP es un factor característico de la red de distribución considerada similar al conocido factor de carga. El costo de estas pérdidas, en un año t cualquiera entre $t=0$ y $t=T_s$, se ven multiplicadas por el factor:

$$(1 + \Delta)^{2t} \times (1 + m)^t,$$

siendo m la tasa de inflación anual.

Si i es el interés nominal, entonces el valor presente de las pérdidas anuales de energía en el año t , pueden calcularse como:

$$VP_{Per_t} = \frac{(1+\Delta)^{2t} \times (1+m)^t}{(1+i)^t} \times P_{Per} \times FP \times 8760 \times p_E$$

siendo p_E el precio de la energía.

Es posible definir una tasa de descuento equivalente r' tal que:

$$\frac{(1+\Delta)^{2t} \times (1+m)^t}{(1+i)^t} = \frac{1}{(1+r')^t}, \text{ resultando:}$$

$$r' = \frac{(1+i)}{(1+\Delta)^2 \times (1+m)} - 1$$

Es decir entonces que el valor presente (en $t=0$) de las pérdidas acumuladas hasta $t=T_s$ puede calcularse como:

$$VP_{Per_{[0,T_s]}} = P_{Per} \times FP \times 8760 \times p_E \times \sum_{t=1}^{T_s} \frac{1}{(1+r')^t}$$

De la misma forma el valor presente de las pérdidas acumuladas entre $t=T_s+1$ y $t=T$ se puede calcular como:

$$VP_{Per_{[T_s+1,T]}} = P_{Per} \times FP \times 8760 \times p_E \times (1+\Delta)^{2T_s} \times \sum_{t=T_s+1}^T \frac{1}{(1+r'')^t}$$

donde:

$$r'' = \frac{(1+i)}{(1+m)} - 1$$

Por lo tanto el valor presente de las pérdidas totales de energía durante toda la vida útil de la instalación es:

$$VP_{Per_{[0,T]}} = P_{Per} \times FP \times 8760 \times p_E \times \left[\sum_{t=1}^{T_s} \frac{1}{(1+r')^t} + (1+\Delta)^{2T_s} \times \sum_{t=T_s+1}^T \frac{1}{(1+r'')^t} \right]$$

o lo que es lo mismo:

$$VP_{Per_{[0,T]}} = P_{Per} \times FP \times 8760 \times p_E \times K$$

donde:

$$K = \frac{1 - (1+r')^{-T_s}}{r'} + (1+\Delta)^{2T_s} \frac{(1+r'')^{-T_s}}{r''} \left[1 - (1+r'')^{-(T-T_s)} \right]$$

B. Armado de la matriz B de nodos aguas abajo

La matriz B es usada en la forma matricial de la ecuación (1b), y se puede construir con la información del grafo contenida en los vectores $inse$ y $inre$ que indican el nodo inicial ($sending$) y final ($receiving$) de cada arco h .

Paso 1: Se construyen los vectores $línea$ y $padre$ que indican, para cada nodo $k \neq s$, el índice de la línea de la cual el nodo k

recibe la corriente y el índice del nodo inicial de esa línea. Un código Matlab para este primer paso es el siguiente:

```
padre=zeros(nnod,1);
linea=zeros(nnod,1);
for h=1:narc,
    padre(inre(h))=inse(h);
    linea(inre(h))=h;
end
```

Paso 2: Se construye la matriz B usando los vectores anteriores. Un código Matlab para este segundo paso es:

```
B=sparse(narc,nnod);
for i=1:nnod,
    k=i;
    nofin=1;
    while nofin,
        if k==root,
            nofin=0;
        else,
            B(linea(k),i)=1;
        end
        k=padre(k);
    end
end
```

C. Matrices del flujo de cargas simplificado

En un arco h la corriente (en módulo) puede calcularse como

$$i(h) = \frac{\sum_{k \in K_h} p_L(k)}{\sqrt{3} \cos \mathbf{j} \ v_0}, \text{ donde el conjunto } K_h \text{ es el definido en la}$$

Sección III. A. , y las pérdidas se calculan luego como $loss(h) = i^2(h) \ r(h) = i^2(h) \ r_1(h) \ l(h)$, donde $l(h)$ y $r_1(h)$ son la longitud y la resistencia por unidad de longitud del arco h .

En forma matricial, las relaciones anteriores se escriben como

$$i = \frac{B \ p_L}{\sqrt{3} \cos \mathbf{j} \ v_0}, \text{ loss} = A_3 r_1, \text{ siendo } B \text{ como en la Sección III.}$$

$$A. , \text{ y } A_3 = 3 \ \text{diag}(i^2) \ \text{diag}(l) .$$

La tensión $v(k)$ en cada nodo k se puede calcular usando

para la caída de tensión en el nodo k la fórmula:

$$\Delta v(k) = \sqrt{3} \sum_{h \in H_k} (\cos \mathbf{j} \ r(h) + \text{sen} \mathbf{j} \ x(h)), \text{ donde } H_k \text{ indica el}$$

conjunto de los arcos aguas abajo del nodo k . En forma matricial, la relación anterior se escribe como: $\Delta v = A_3 r_1 + A_4 x_1$, donde r_1, x_1 son los vectores con la resistencia y reactancia por unidad de longitud y

$$A_3 = \sqrt{3} \cos \mathbf{j} \ B^T \ \text{diag}(i) \ \text{diag}(l),$$

$$A_4 = \sqrt{3} \ \text{sen} \mathbf{j} \ B^T \ \text{diag}(i) \ \text{diag}(l)$$

En este planteo las corrientes estén expresadas en Amperes, los voltajes en Volts, las pérdidas en Watts, las resistencias y reactancias en Ohms y las longitudes en metros.

D. Datos y resultados del ejemplo de aplicación

Tabla I. Datos de los conductores utilizados (PRE=preensamblado, CX=subterráneo).

TIPO	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	Capacidad máxima (A)	Costo (USD/km)
PRE95	0,359	0,100	230	33547
PRE50	0,718	0,100	150	31541
PRE25	1,345	0,100	100	28387
CX150	0,264	0,193	330	76316
CX240	0,160	0,180	430	79362

Tabla II. Topología de la red y cargas trifásicas en los nodos.

Arco	Nodo ini	Nodo fin	Long (m)	PL (kW)	QL (kVA)
1	1	2	12	0	0
2	2	3	15	0	0
3	3	4	12	0	0
4	4	5	15	0	0
5	5	6	35	0	0
6	6	7	8	1,1	0,3
7	7	8	8	1,1	0,3
8	8	9	8	1,1	0,3
9	9	10	8	1,1	0,3
10	10	11	8	1,1	0,3
11	11	12	8	1,1	0,3
12	12	13	8	1,1	0,3
13	13	14	15	0	0
14	14	15	30	1,1	0,3
15	15	16	19	1,1	0,3
16	16	17	10	1,1	0,3
17	17	18	10	1,1	0,3
18	5	19	15	0	0
19	19	20	12	1,1	0,3
20	20	21	12	1,1	0,3
21	21	22	12	1,1	0,3
22	22	23	12	1,1	0,3
23	23	24	12	1,1	0,3
24	24	25	20	0	0
25	25	26	34	0	0
26	26	27	7	1,1	0,3
27	27	28	7	1,1	0,3
28	28	29	7	1,1	0,3
29	29	30	7	1,1	0,3
30	30	31	6	1,1	0,3
31	31	32	6	1,1	0,3
32	32	33	11	0	0
33	26	34	27	1,1	0,3
34	34	35	11	1,1	0,3
35	35	36	11	1,1	0,3
36	36	37	11	1,1	0,3
37	37	38	20	0	0
38	25	39	10	1,1	0,3
39	39	40	10	1,1	0,3
40	40	41	10	1,1	0,3
41	41	42	10	1,1	0,3

42	19	43	12	1,1	0,3
43	43	44	12	1,1	0,3
44	44	45	12	1,1	0,3
45	45	46	12	1,1	0,3
46	46	47	12	1,1	0,3
47	47	48	12	1,1	0,3
48	48	49	12	1,1	0,3
49	49	50	24	1,1	0,3
50	50	51	12	1,1	0,3
51	51	52	10	0	0
52	19	53	34	0	0
53	53	54	12	1,1	0,3
54	53	55	12	1,1	0,3
55	55	56	12	1,1	0,3
56	56	57	12	1,1	0,3
57	57	58	12	1,1	0,3
58	58	59	12	1,1	0,3
59	59	60	12	1,1	0,3
60	60	61	12	0	0
61	61	62	12	1,1	0,3
62	62	63	12	1,1	0,3
63	63	64	12	1,1	0,3
64	64	65	12	1,1	0,3
65	65	66	12	1,1	0,3
66	66	67	12	1,1	0,3
67	67	68	12	1,1	0,3
68	68	69	12	1,1	0,3
69	69	70	12	1,1	0,3
70	70	71	20	0	0
71	6	72	45	1,1	0,3
72	72	73	18	1,1	0,3
73	73	74	27	0	0
74	14	75	33	0	0
75	75	76	10	1,1	0,3
76	76	77	10	1,1	0,3
77	77	78	10	1,1	0,3
78	78	79	10	1,1	0,3
79	79	80	10	1,1	0,3
80	80	81	10	1,1	0,3
81	81	82	17	1,1	0,3
82	75	83	36	0	0
83	83	84	13	1,1	0,3
84	84	85	13	1,1	0,3
85	85	86	14	1,1	0,3
86	83	87	18	1,1	0,3
87	87	88	18	1,1	0,3
88	88	89	18	0	0
89	2	90	12	1,1	0,3
90	90	91	8	1,1	0,3
91	91	92	8	1,1	0,3
92	92	93	8	1,1	0,3
93	93	94	8	1,1	0,3
94	94	95	8	1,1	0,3
95	95	96	8	1,1	0,3
96	3	97	12	1,1	0,3
97	97	98	8	1,1	0,3
98	98	99	8	1,1	0,3
99	99	100	8	1,1	0,3
100	100	101	24	1,1	0,3
101	4	102	10	1,1	0,3
102	102	103	8	1,1	0,3

103	103	104	8	1,1	0,3
104	104	105	8	1,1	0,3
105	105	106	8	1,1	0,3
106	106	107	8	1,1	0,3

VII. REFERENCIAS

Tabla III. Resultados.

Arco	Tipo de conductor	Arco	Tipo de conductor
1	CX240	54	PRE95
2	CX240	55	PRE95
3	CX240	56	PRE95
4	CX240	57	PRE95
5	PRE95	58	PRE95
6	PRE95	59	PRE95
7	PRE95	60	PRE95
8	PRE95	61	PRE95
9	PRE95	62	PRE95
10	PRE95	63	PRE95
11	PRE95	64	PRE95
12	PRE95	65	PRE95
13	PRE95	66	PRE95
14	PRE25	67	PRE95
15	PRE25	68	PRE95
16	PRE25	69	PRE95
17	PRE25	70	PRE95
18	PRE95	71	PRE25
19	PRE95	72	PRE25
20	PRE95	73	PRE25
21	PRE95	74	PRE95
22	PRE95	75	PRE25
23	PRE95	76	PRE25
24	PRE95	77	PRE25
25	PRE95	78	PRE25
26	PRE25	79	PRE25
27	PRE25	80	PRE25
28	PRE25	81	PRE25
29	PRE25	82	PRE25
30	PRE25	83	PRE25
31	PRE25	84	PRE25
32	PRE25	85	PRE25
33	PRE25	86	PRE25
34	PRE25	87	PRE25
35	PRE25	88	PRE25
36	PRE25	89	PRE25
37	PRE25	90	PRE25
38	PRE25	91	PRE25
39	PRE25	92	PRE25
40	PRE25	93	PRE25
41	PRE25	94	PRE25
42	PRE25	95	PRE25
43	PRE25	96	PRE25
44	PRE25	97	PRE25
45	PRE25	98	PRE25
46	PRE25	99	PRE25
47	PRE25	100	PRE25
48	PRE25	101	PRE25
49	PRE25	102	PRE25
50	PRE25	103	PRE25
51	PRE25	104	PRE25
52	PRE95	105	PRE25
53	PRE95	106	PRE25

Revistas:

- [1] J. Mutale, A. Jayantilal, and G. Strbac, "Framework for Allocation of Loss and Security Driven Network Capital Costs in Distribution Systems," presented at IEEE PowerTech'99, Budapest, Hungary, 1999.
- [2] S. Curcic, G. Strbac and X.-P. Zhang, "Effect of losses in design of distribution circuits", *IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib.*, Vol. 148, N° 4, pp. 343-349, July 2001.
- [3] S. Ghosh and D. Das, "Method for load-flow solution of radial distribution networks", *IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib.*, Vol. 146, N° 6, pp. 641-648, November 1999.

Libros:

- [4] L. Davis (editor), *Handbook of Genetic Algorithms*. New York: Van Nostrand Reinhold, 1991.

VIII. BIOGRAFÍAS

J. Mario Vignolo (M'1997) nació en Montevideo, Uruguay, en 1972. Se graduó en la Facultad de Ingeniería de la UDELAR, en Montevideo en 1998. Recibió el título de Master of Science in Electrical Power Engineering en la Universidad de Manchester (UMIST) en el Reino Unido en 2001. Actualmente es Profesor Adjunto de la Facultad de Ingeniería y trabaja como ingeniero consultor en la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) de Uruguay.

Alfredo Piria nació en Montevideo, Uruguay, en 1956. Se graduó en la Facultad de Ingeniería de la UDELAR, en Montevideo en 1983. Recibió el título de Magíster en Ingeniería en la UDELAR en 1999. Actualmente es Profesor Adjunto de la Facultad de Ingeniería y trabaja como ingeniero consultor en la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) de Uruguay.