



Universidad de la República
Facultad de Ingeniería
Instituto de Ingeniería eléctrica

Año 2006

Proyecto de fin de Carrera

Titulo del Proyecto:

“Determinación de redes adaptadas de distribución de energía eléctrica para su remuneración en un mercado competitivo”

Profesor tutor: Ing. Mario Vignolo

Estudiantes:

Juan Andrés Deferrari Reilly
José Alfredo Pirez Cardozo
Nicolás Yedrzejewski Bertúa

Contacto:

Juandefe@adinet.com.uy

jpcutu@adinet.com.uy

nyedr@adinet.com.uy

INTRODUCCIÓN.....	6
RESUMEN	8
SECCIÓN I.....	10
CAPITULO1 INTRODUCCIÓN A REDES DE POTENCIA	10
1.1 DEFINICIONES.....	10
1.2 CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	10
1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	11
1.4 CLASIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN SU TOPOLOGÍA	13
CAPITULO 2: FLUJO DE CARGA GENERAL.....	15
2.1 PLANTEO DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA GENERAL	15
2.2 ECUACIONES DEL FLUJO DE CARGA GENERAL.....	17
2.3 RESOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES DEL FLUJO DE CARGA.....	20
CAPITULO 3 SOLUCIÓN DEL FLUJO DE CARGA PARA UNA RED RADIAL.....	21
3.1 INTRODUCCIÓN.....	21
3.2. NOMENCLATURA	21
3.2 ECUACIONES DEL FLUJO DE CARGA PARA UNA RED RADIAL.....	24
3.3 RESOLUCIÓN DEL FLUJO DE CARGA	25
3.4 IMPLEMENTACIÓN EN <i>MATLAB</i> DE LA RESOLUCIÓN DEL FLUJO DE CARGA.....	25
3.5 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA	27
3.6- VALORES Y RESOLUCIÓN DEL EJEMPLO 3.1	27
3.7. FLUJO DE CARGA SIMPLIFICADO	28
3.8 ESTUDIO DE LA CONVERGENCIA DE LA ITERACIÓN	30
CAPITULO 4: EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL PROGRAMA FLUJORADIAL.	35
4.1 INTRODUCCIÓN.....	35
4.2 COMPARACIÓN ENTRE EL PROGRAMA <i>FLUJORADIAL</i> Y EL PROGRAMA PROPUESTO EN EL ARTÍCULO [P1].....	35
4.2.1 <i>Comparación de los resultados obtenidos con el flujoradial y el algoritmo del artículo</i>	35
4.2.2 <i>Comparación del número de iteraciones</i>	37
4.3 COMPARACIÓN ENTRE EL FLUJO EXACTO Y EL APROXIMADO	37
4.3.1 <i>Red correspondiente a la salida 13 de la estación Piriápolis</i>	38
4.3.2 <i>Red correspondiente a la salida 3 de la estación Los Cardos</i>	40
4.3.3 <i>Red correspondiente a la salida 5 de la estación Los Cardos</i>	41
4.3.4 <i>Red correspondiente a la estación Minas</i>	42
4.3.5 <i>Red de baja Tensión correspondiente a la estación Durazno</i>	43
4.3.6 <i>Red con 69 Nodos extraída del artículo [P1]</i>	44
4.4 RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	45
4.4.1 <i>Conclusiones del programa flujoradial</i>	45
4.4.2 <i>Comparación entre el flujo exacto y el aproximado</i>	45
4.5 DATOS DE LAS REDES ESTUDIADAS EN LA SECCIÓN ANTERIOR Y LOS RESULTADOS OBTENIDOS	47
4.5.1 <i>Red correspondiente a la salida 13 de la estación Piriápolis</i>	47
4.5.2 <i>Red correspondiente a la salida 3 de la estación Los Cardos</i>	49
4.5.3 <i>Red correspondiente a la salida 5 de la estación Los Cardos</i>	52
4.5.4 <i>Red correspondiente a la estación Minas</i>	56
4.5.5 <i>Red de baja Tensión correspondiente a la estación Durazno</i>	57
4.5.6 <i>Red con 69 Nodos extraída del artículo [P1]</i>	64
4.6 RESULTADOS DE LA RED DE 69 NODOS OBTENIDOS POR DEL ALGORITMO DEL ARTÍCULO [P1].....	69
ANEXOS	71
A.1 – CONSTRUCCIÓN DE LAS MATRICES A Y B.....	71
A.1.1 – <i>Matriz A</i>	71

A.1.2 – Matriz B.....	71
A.2 – CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CARGA DE CADA NODO I (i)	74
A.3 PASAJE A “POR UNIDAD”	76
A.4 MODELO DE TRANSFORMADORES EN UN SISTEMA DE POTENCIA	78
A.4.1 Introducción	78
A.4.2 Transformador ideal monofásico	78
A.4.3 Transformación de impedancia	79
A.4.4 Modelo transformador real monofásico	80
A.5 MODELO DE LÍNEAS Y CALCULO DE CONSTANTES UNITARIAS	84
A.5.1 Línea como cuadripolo de potencia [L1]	84
A.5.2 – Modelo de líneas [L1]	85
A.5.3 Calculo de las constantes unitarias	88
A.6 RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA REACTIVA Y LA TENSIÓN	98
A.7 CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS CABLES. FÓRMULA APROXIMADA	100
SECCIÓN II	102
CAPITULO1: COSTOS	102
1.1 INTRODUCCIÓN	102
1.2 TIPOS DE COSTOS	103
1.3 COSTO MARGINAL Y COSTO INCREMENTAL	105
1.4 VALOR PRESENTE DEL DINERO	106
1.5 TASA DE DESCUENTO	107
1.6 TASA DE INTERÉS	108
1.7 INFLACIÓN	109
1.8 EJEMPLO DEL ANÁLISIS DEL VALOR PRESENTE	109
1.9 VALOR NIVELIZADO	113
1.10 COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE ALTERNATIVAS CON DISTINTO TIEMPO DE VIDA	114
1.11 DECISIONES EN BASE A LA EVALUACIÓN COSTO-EFECTIVIDAD	115
1.11.1 Análisis costo beneficio	115
CAPÍTULO 2: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	118
2.1 TIPOS DE CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	118
2.2 CURVAS DE DEMANDA	118
2.3 CLASES DE CONSUMIDORES Y CURVAS DE DEMANDA	120
2.4 PERÍODOS DE DEMANDA	120
2.5 FACTOR DE CARGA	121
2.6 CURVAS DE DEMANDA Y COMPORTAMIENTOS COINCIDENTES	122
2.7 FACTOR DE CARGA UTILIZADO EN ESTE TRABAJO	123
CAPITULO3: COSTOS DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA	125
3.1 INTRODUCCIÓN	125
3.2 COSTO DE PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA EN EL AÑO INICIAL (AÑO 0 DE ESTUDIO)	126
3.2.1 Pérdidas en el intervalo [0,T1]	126
3.2.2 Valor presente de las pérdidas en el intervalo [0,T1]	129
3.2.3 Costo de las pérdidas de T1 en adelante	131
3.2.4 Valor presente de las Pérdidas en función de la potencia demandada en el año T1, tomando en cuenta el factor de carga	133
3.2.5 Validación de las suposiciones realizadas en el cálculo de las pérdidas de energía	135
CAPITULO 4: COSTO DE INVERSIÓN DE LA RED	137
CAPITULO5: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)	139
CAPITULO6: COSTOS TOTALES DE LA RED	141
CAPITULO 7: ALGORITMOS GENÉTICOS	142

7.1 COMPUTACIÓN EVOLUTIVA.....	142
7.2 RAÍCES DE LA TEORÍA EVOLUTIVA	143
7.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ALGORITMOS GENÉTICOS.....	145
7.4 ALGORITMOS GENÉTICOS APLICADOS A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	151
7.4.1 Ventaja de los AG respecto a otros métodos.....	152
7.4.2 AG en el diseño de Sistemas de Distribución Multiperíodo.....	152
7.5 IMPLEMENTACIÓN	154
7.6.1 Codificación de los habitantes.....	154
7.6.2 Implementación de los operadores genéticos	155
7.6.3 Funcionamiento del programa ALGOR.....	157
CAPITULO 8: APLICACIONES PARA DIFERENTES REDES REALES.....	160
8.1 INTRODUCCIÓN	160
8.2 DATOS DE LOS CONDUCTORES UTILIZADOS.....	160
8.3 RESULTADOS OBTENIDOS	162
Red Cardos S3	162
Red de Durazno	167
Red Cardos S5	170
Red de Piriápolis	172
Red de Minas	175
Eficiencia del Algoritmo	177
8.4 REDES OBTENIDAS CON EL AG	178
Red Cardos S3	178
Red de Durazno	187
Red de Pirápolis.....	206
Red de Minas	210
8.5 CONCLUSIONES SOBRE EL AG	212
CAPITULO 9. COMPARACIÓN ENTRE LA RED ACTUAL Y LA RED ÓPTIMA ADAPTADA ..	213
9.1 REDES ÓPTIMAS ADAPTADAS	213
9.2 ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS.....	215
SECCIÓN III.....	219
CAPÍTULO 1: UN NUEVO CONCEPTO EN GENERACIÓN “GENERACIÓN DISTRIBUIDA” ..	219
1.1 INTRODUCCIÓN.....	219
1.2 TECNOLOGÍAS DE PEQUEÑOS GENERADORES.	220
1.2.1 Motores a base de combustibles fósiles	220
1.2.2 Turbinas de gas.....	221
1.2.3 Microturbinas	221
1.2.4 Celdas de combustible	222
1.2.5 Celdas Fotovoltaicas	222
1.2.6 Energía Eólica	222
CAPÍTULO 2 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE REDUCIR LAS PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS POR	224
MEDIO DE LA GD.....	224
CAPÍTULO 3. POSIBLES SOLUCIONES ANTE UN CAMBIO OBLIGADO DE LA RED POR AUMENTO DE LA DEMANDA ..	228
SECCIÓN IV	232
CAPITULO 1: UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE FLUX.....	232
1.1 INTRODUCCIÓN.....	232
1.2 INGRESO DE DATOS.....	233
1.3 COMO CARGAR UNA RED	237
1.4 COMO CORRER UN SIMPLE FLUJO DE CARGAS	238
1.5 COMO ENCONTRAR LA RED ADAPTADA.....	240

BIBLIOGRAFÍA:.....243

INTRODUCCIÓN

En la mayoría de los países la actividad de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica es explotada por empresas estatales en forma monopólica. En los últimos años esta práctica está cambiando, ya que se intenta abrir a la competencia estos mercados.

En particular es lo que está pasando en nuestro país luego de la ley 16 832 de Junio de 1997, donde se estableció un marco para la creación de un mercado mayorista de energía eléctrica, desde el momento en que se desmonopolizó la generación, no así la transmisión ni distribución los cuales constituyen monopolios naturales, pues es inviable que se pueda entrar en competencia tendiendo una red paralela a la ya existente.

Con esto se busca atraer inversiones para la generación de energía eléctrica, para de esta forma bajar precios y mejorar la calidad de servicio por medio de la competencia.

Para que el mercado funcione correctamente es necesario que las poseedoras de los monopolios naturales de distribución y transmisión trabajen eficientemente y tengan precios razonables al servicio que brindan, para ello se deben optimizar al máximo los recursos existentes y futuros.

Por lo tanto la liberalización del mercado eléctrico necesita regular los monopolios naturales, para que de esa forma la empresa que es dueña del sistema de distribución y/o transmisión cobre una remuneración adecuada por el uso del mismo.

En el Uruguay el órgano regulador encargado de esta tarea es la URSEA (unidad reguladora de servicios de energía y agua) constituida a mediados del año 2000.

A partir de esto surge la siguiente pregunta:

¿Cuál es la remuneración adecuada que deben cobrar las empresas dueñas de la red?

Existen métodos para calcular la remuneración máxima que el Distribuidor debe percibir por prestar este servicio. Este precio debe reflejar los valores futuros de los

costos en que incurriría una empresa eficiente en las mismas condiciones de demanda y precio de insumos en las que opera el Distribuidor.

Uno de esos métodos es el denominado price-cap asociado a la red óptima adaptada. Es decir la determinación de precios máximos asociados a una red con la misma topología, niveles de tensión y carga que la real, pero donde la capacidad de los circuitos es optimizada. La capacidad óptima se refiere no solo a la capacidad de conducir corrientes de los conductores y cumplir con las restricciones de seguridad, sino que también tienen en cuenta los costos de inversión (costo de los conductores más costo del equipamiento, más el costo de realizar la instalación), los costos futuros de operación, el mantenimiento de la red y las pérdidas óhmicas. Para la determinación de esos factores también se tendrá en cuenta el crecimiento esperado de la demanda, durante un cierto intervalo de tiempo.

Luego de obtener la red óptima adaptada, surge la siguiente pregunta:

¿Conviene sustituir la red existente por la red óptima hallada?

Si la respuesta es afirmativa se deberá estudiar en que momento es conveniente realizar el cambio de conductores y que utilidad le deja a la empresa.

Resumen

Este trabajo se divide en cuatro secciones, cada una habla de lo siguiente:

Sección I:

En esta sección se implementará un programa en MATLAB para la resolución del flujo de carga de una red radial, el método mediante el cual se resuelve el flujo de carga está basado en el trabajo “*Method for load-flow solution of radial distribution networks*”. [P1] A diferencia del trabajo mencionado, el programa realizado permite ingresar redes con modelos de líneas capacitivas, y además se realiza un método para calcular el flujo de carga de manera aproximada mediante una sola iteración.

Esta sección también cuenta con un estudio de la convergencia del método iterativo para resolver el flujo de carga, y se realiza una comparación entre la aproximación y el flujo de carga exacto. Se evaluarán los resultados para seis diferentes redes, incluyendo la red de 69 nodos del trabajo antes mencionado, para la cual se compararán resultados.

Sección II:

El objetivo de esta sección es resolver el problema de la red óptima adaptada, esto significa hallar el conjunto de conductores (para una topología dada) que minimizan los costos de la red durante un cierto período de tiempo, y que cumplen con ciertas restricciones dadas. Para esto se utilizará el programa flujoradial realizado en la Sección I.

Primeramente se estudiarán los costos de la red bajo ciertas hipótesis de crecimiento de la demanda, los costos que se toman en cuenta son: Costos de Inversión, Costos de operación y mantenimiento, y Costos por pérdidas óhmicas. Estos costos dependen fuertemente de los conductores utilizados en la red. La red óptima adaptada se obtendrá mediante una heurística llamada “algoritmo genético”, se explica como se implementa el algoritmo genético y se estudian los resultados obtenidos para varias redes.

Se presentan ejemplos de varias redes

Sección III:

En esta sección se introduce el tema de generación distribuida.

Luego se estudian algunos ejemplos particulares, acerca si es o no viable sustituir la red actual por la red óptima adaptada. Además se tendrá en cuenta la opción de agregar generación distribuida a esa red.

Sección IV:

En esta sección se explica el uso del programa realizado: Como se carga una red, como se ingresan los datos de los cables, presentación de las soluciones de la red óptima adaptada, presentación de las soluciones de flujo de carga, etc.

Sección I

Capítulo 1 Introducción a redes de potencia

1.1 Definiciones

Sistema eléctrico: es el conjunto de máquinas, aparatos, barras y líneas que constituyen un circuito que tiene determinada tensión nominal.

Tensión nominal de un sistema: es el valor de la tensión con la cual el sistema es denominado, y al cual se refieren sus características, de acuerdo con lo que indican las normas sobre tensiones nominales.

Tensión máxima de un sistema: es la tensión más elevada (expresada en valor eficaz para los sistemas en corriente alterna) que puede presentarse en cualquier momento y en cualquier punto del sistema en condiciones regulares de servicio, no teniendo en cuenta las variaciones temporales de la tensión (Sobre tensiones, sub tensiones) debidas a fallas, o a desconexiones bruscas de la carga, etc..

Ejemplo: Para los sistemas de 30 kV corresponde una tensión máxima de 36 kV

1.2 Clasificación de sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos pueden clasificarse por su nivel de tensión y normalmente se utiliza la siguiente división

- Baja tensión (BT), sistemas de hasta 1.000 V.
- Media tensión (MT), sistemas hasta 72 kV, en la normativa vigente las tensiones mayores de 24 kV a 72kV es denominado Sub transmisión (ST) superior.
- Alta tensión (AT), sistemas hasta 245 kV.
- Muy alta tensión (EAT), por encima de los 300 kV.

Tensiones utilizadas en Uruguay:

Clasificación	U (KV)
BT	0,23-0,4
MT	6-15-20
ST	30-60
AT	110-150
EAT	500

Tabla 1.1: Tensiones utilizadas en Uruguay

1.3 Descripción general de un sistema eléctrico

La energía eléctrica debe pasar por ciertos procesos antes de llegar al consumidor los cuales involucran redes de generación, transmisión y distribución.

Este proceso se articula basada en grandes centros de generación generalmente ubicados lejos de los consumidores.

El “viaje” de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo final puede resumirse en las siguientes etapas en el unifilar de la figura 1.1:

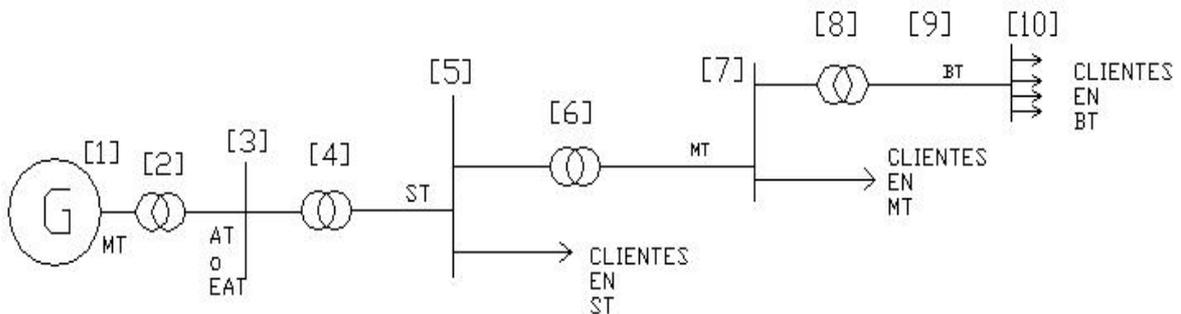


Figura 1.1: Esquema unifilar de las etapas del “camino” de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo final

A continuación una breve explicación de las etapas que se ven en la figura 1.1:

- Producción [1]

En esta etapa se realiza la actividad de generación de energía en base a centrales con Máquinas Sincrónicas (Térmicas, Hidráulicas, Eólicas, etc.).

- Estación elevadora[2]

Emplazada “al lado” de la central con el objetivo de elevar la tensión para realizar el transporte de la energía, de otro modo las caídas de tensión se vuelven inadmisibles o se deben colocar conductores demasiado grandes para evitarlas, volviéndolas muy ineficientes

- Red de transporte [3]

Vincula las centrales con los centros de consumo y centrales entre si. Estas redes utilizan valores de tensión elevados y se denominan también redes de alta tensión (AT entre 150 y 60 KV) o de extra-alta tensión (EAT, ejemplo de tensión utilizada en nuestro país 500 KV), o algunas veces de ultra-alta tensión (UAT). Dado que las redes de transmisión transportan potencias muy elevadas, es necesario realizar ese transporte a tensiones muy altas, pues de lo contrario las caídas de tensión hasta los puntos de llegada serían inadmisibles o se tendrían que utilizar conductores de secciones absurdamente elevadas.

- Subestación de transmisión [4]

Regularmente se encuentran cerca de los centros de carga con la función de reducir la tensión para la distribución de energía.

- Red de subtransmisión [5]

Vincula las subestaciones de transmisión con zonas de consumo específico de cierta magnitud hasta llegar a estaciones de Distribución o a clientes en 30 o 60 KV.

- Estaciones de distribución [6] y subestaciones de usuario [7]

Reducen la tensión a MT. Las estaciones de distribución se vinculan entre si para formar las distintas redes de distribución, mientras que las subestaciones de usuario hacen posible la conexión de la red con el consumidor final en MT.

- Red de distribución en Media Tensión [8]
Vincula las estaciones de distribución con subestaciones.
- Subestaciones [8]
Pasan de MT a BT.
- Red de distribución en Baja Tensión [9] y [10]
Vinculan a subestaciones con los clientes

1.4 Clasificación de redes de distribución según su topología

En el esquema de la figura 1.2 se ilustran las diferentes tipos de redes de distribución. Las líneas verticales representan estaciones de distribución, los círculos representan subestaciones de usuario.

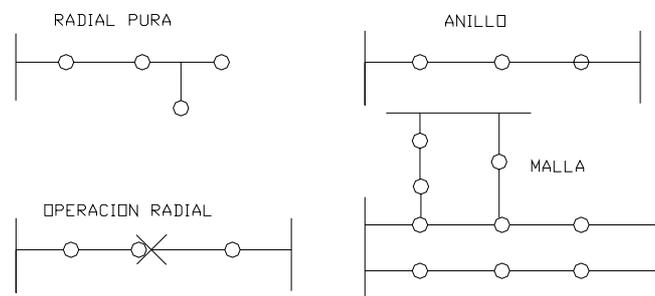


Figura 1.2: Esquema de los distintos tipos de redes de distribución

- Redes Radiales
Estas redes se caracterizan por ser muy prácticas y de bajo costo pero son poco confiables ya que no tienen ningún respaldo. Tiene la ventaja de ser la más económica y simple para la operación de las protecciones. La desventaja de esta red es que su baja confiabilidad
- Red de operación radial

Las estaciones o subestaciones están siempre alimentadas de un solo extremo pero puede cambiarse el punto de alimentación. Esta red tiene mayor confiabilidad.

- **Redes en Anillo Cerrado**

Se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados permanentemente. Las estaciones o subestaciones siempre tienen doble alimentación.

- **Red Mallada**

Se caracteriza por tener varios extremos alimentados permanentemente. Es una red muy confiable pero tiene una elevada complejidad y un alto costo.

Referencia bibliográfica [A1]

Capítulo 2: Flujo de carga general

En este capítulo se planteará el problema general para la resolución del flujo de carga. Para luego en el siguiente capítulo plantear un método para la resolución de una red radial.

2.1 Planteo del problema de flujo de carga general

El conocer como varía el flujo de potencia a través de las redes es de suma importancia para planificar y diseñar expansiones futuras de las redes tanto como para determinar mejores condiciones de operación.

Este estudio consiste en resolver un sistema de ecuaciones no lineales para obtener como fluye la potencia en cada rama de la red, tensiones en las barras y potencia reactiva que se debe inyectar para mantener los niveles de tensión adecuados (*Ver anexo A.6*). Además se puede tener información adicional como las pérdidas totales en la red o las corrientes por las ramas.

El diagrama de la figura 2.1 representa una red con N nodos, cuya configuración puede ser cualquiera, como por ejemplo: radial, mallada, o en anillo.

En el mismo se muestran una clasificación particular para las barras de una red:

1. Barras de carga donde los datos que se tienen son la potencia activa y reactiva
2. Barras de generación donde está impuesta la tensión y la potencia activa
3. Barra slack que es la barra que se toma como referencia de tensión y origen de fases.

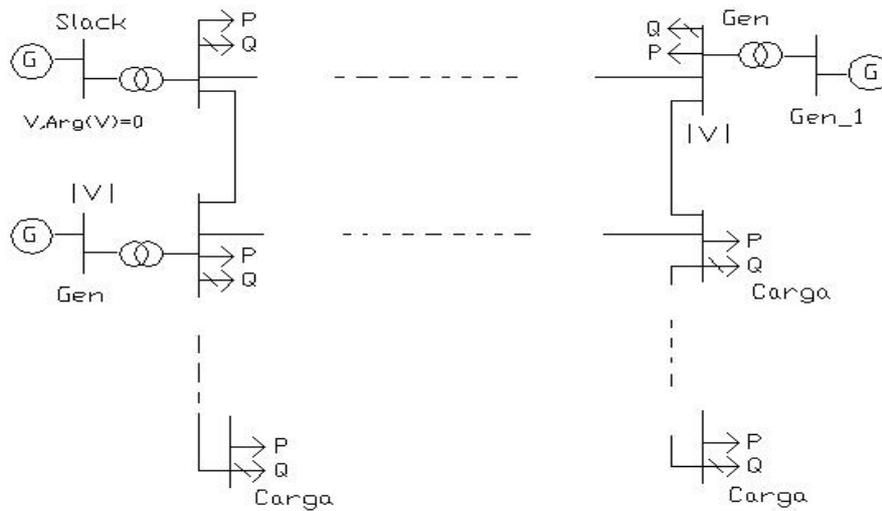


Figura 2.1: Esquema de una red de N nodos donde se muestran los tres tipos de barras

En el análisis que a continuación se hará se toma como supuesto que se está en régimen sinusoidal trifásico y equilibrado. Los modelos de las líneas utilizados son los modelos en π (ver anexo A.5).

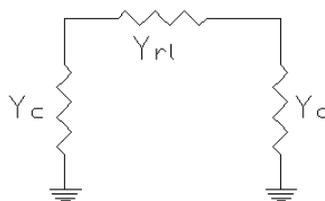


Figura 2.2: Modelo en π de la línea.

Asumiendo estas consideraciones podemos ilustrar un nodo i cualquiera de la red, en la figura 2.3. Se puede ver la corriente de entrada al nodo o la barra i , a la cual llamamos I_i . V_1, V_2, \dots, V_N son los voltajes de los nodos que se encuentran unidos al nodo i a través de las ramas correspondientes. Sean Y_{i1}, \dots, Y_{iN} las admitancias de dichas ramas e Y_{i0} es la suma de las reactancias capacitivas de todas las ramas que se vinculan con el nodo i del modelo π de la línea.

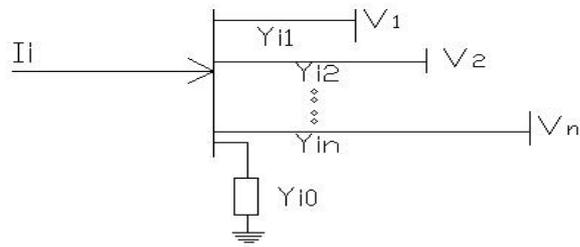


Figura 2.3: Diagrama de un Nodo, en una red.

2.2 Ecuaciones del flujo de carga general

Llamaremos:

- Y_{ij} con $j \neq 0$ a la admitancia de la línea que va del el nodo i hasta el nodo j
- Y_{i0} : la suma de las admitancias correspondiente a la componente capacitivas de las líneas que llegan o salen del nodo i .

Planteando las ecuaciones de nodos para el nodo i obtenemos el sistema :

$$I_i = Y_{i0}V_i + Y_{i1}(V_i - V_1) + Y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + Y_{in}(V_i - V_n)$$

$$I_i = (Y_{i0} + Y_{i1} + Y_{i2} + \dots + Y_{in})V_i - Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n \quad \forall i = 1 \dots n$$

En forma matricial el sistema anterior queda:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_i \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & \cdot & \cdot & y_{1i} & \cdot & \cdot & y_{1n} \\ y_{21} & y_{22} & \cdot & \cdot & y_{2i} & \cdot & \cdot & y_{2n} \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ y_{i1} & y_{i2} & \cdot & \cdot & y_{ii} & \cdot & \cdot & y_{in} \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ y_{n1} & y_{n2} & \cdot & \cdot & y_{ni} & \cdot & \cdot & y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_i \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix}$$

La matriz $N \times N$ formada por las admitancias se denomina “Matriz de admitancia nodal” donde los elementos son:

- Los elementos de la diagonal son $y_{ii} = \sum Y_{ij}$

- Los restantes elementos son $y_{ij} = -Y_{ij}$

El sistema se puede describir de la forma, siendo i el índice del nodo

$$I_i = \sum_1^n y_{ij} V_j \quad \equiv \quad \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| \exp(\theta_{ji} + \delta_j)$$

pasando a forma polar

$$\text{Con } \begin{cases} V_i = |V_i| e^{j\delta_i} \\ Y_{ij} = |y_{ij}| e^{j\theta_{ij}} \end{cases}$$

Por otro lado la potencia se puede escribir de la siguiente manera

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i$$

$$P_i - jQ_i = |V_i| \arg(-\delta_i) \times \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| \arg(\theta_{ij} + \delta_j) = \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| \arg(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

Separando en parte real e imaginaria queda:

$$P_i = \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$Q_i = -\sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

Los nodos o barras de la red se pueden clasificar en tres tipos (ver figura 2.1)

- Barra Slack:

Es tomada como referencia donde $|V|$ y δ son especificados. Y se calcula P_{Slack} y

Q_{Slack} de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{cases} P_{Slack} = \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ Q_{Slack} = -\sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \end{cases} \quad \text{Ec.2.1 y 2.2}$$

- Barra de carga.

En esta barra se especifica la potencia activa y reactiva . El módulo y la fase de las tensiones son incógnitas a determinar.

$$\begin{cases} P_i = \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ Q_i = -\sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \end{cases} \quad \text{Ec. 2.3 y 2.4}$$

- Barra de generación o barra PV o barra de tensión controlada:

En estas se especifica la tensión y de la potencia activa. Se debe calcular la fase de la tensión y la potencia activa. Se obtienen de la ecuación:

$$P_i = \sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad \text{Ec. 2.5}$$

Una vez calculadas mediante algún algoritmo de resolución de ecuaciones no lineales las tensiones de todas las barras con sus correspondientes fases, se evalúan las potencias reactivas en todas las barras de generación, con la ecuación 2.6. □

$$Q_i = -\sum_1^n |y_{ij}| |V_j| |V_i| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad \text{Ec. 2.6}$$

La potencia reactiva no se puede suministrar libremente pues tiene un límite impuesto por el máximo que pueden aportar las máquinas sincrónicas. Si el flujo de carga diera como resultado una $Q > Q_{\text{máx}}$ la solución del flujo no es realizable por la red. La solución puede tomarse por dos alternativa:

- Fijar $Q = Q_{\text{lím}}$ y liberar la tensión (transformarla en una barra P, Q) y recalculer todo nuevamente
- Aumentar o disminuir un escalón porcentual el modulo de la tensión y recalculer nuevamente.

Referencia bibliográfica del punto 2.3 [A5]

2.3 Resolución de las ecuaciones del flujo de carga

Una vez obtenidas las ecuaciones (ecuaciones 2.1 2.2 2.3 2.4 y 2.5) es necesario resolverlas, para ello hay muchos algoritmos implementados con métodos iterativos: Newton-Raphson , Gauss-Seidel, etc. La convergencia de estos algoritmos depende de las características de la red. Algunas de las características son las siguientes:

- Desequilibrios
- Trasposiciones de líneas
- Valor de la relación X/R de las líneas
- Valor de las susceptancias capacitivas de las líneas
- Tipo y topología de la red

Capítulo 3 Solución del flujo de carga para una red radial

3.1 Introducción

En general las redes de distribución son radiales con una alta relación R/X, es por esta razón que los métodos tradicionales como Newton- Raphson no convergen.

En este capítulo se presentará una solución para la resolución del flujo de carga de forma exacta y aproximada para una red radial, y una herramienta en *Matlab* que lo implementa.

También se supondrá que puede haber generación distribuida en cada nodo de la red.

3.2. Nomenclatura

La red, al ser radial está constituida por N nodos y N-1 líneas o arcos. Se toma como supuesto que se está en régimen sinusoidal trifásico equilibrado.

La notación que se utilizará de aquí en adelante es la siguiente:

- N: número de nodos de la red.
- h: Índice del arco h, con $h = 1..N-1$.
- $I(h)$: Fasor corriente eficaz que pasa por el arco h, en Amperes.
- $Z(h)$: Impedancia del arco h en Ω .
- $Y(h)$: Susceptancia del arco h en Ω^{-1} .
- i: Índice del nodo i, con $i = 1..N$.
- $U(i)$: Fasor tensión compuesta eficaz en el nodo i, en Voltios.
- $V(i)$: Fasor tensión de línea eficaz en el nodo i, en Voltios.
- U_{slack} : Fasor tensión eficaz en la barra Slack en Voltios, es dato y se toma como origen de fases.
- K_h : Conjunto de índices de los nodos que se encuentran aguas abajo del arco h.
- $K_{h,ini}$ y $K_{h,fin}$: Índices del nodo inicial y final respectivamente del arco h, el nodo final está aguas abajo del nodo inicial.
- $P_L(i), Q_L(i)$: Potencia de carga trifásicas activa y reactiva de cada nodo, en W y VAR respectivamente, son dato.

- $P_G(i), Q_G(i)$: Potencia de generación trifásicas activa y reactiva de cada nodo, en W y VAR respectivamente (al ser generación se toma como convención con signo negativo), son dato.
- $I_L(i)$: Fasor corriente eficaz de carga demandada del nodo i , en Amperes.
- $I_c(i)$: Fasor corriente eficaz de carga del nodo i debido a las susceptancias de las líneas, en Amperes.

Para ayudar a la comprensión, a continuación se muestra un ejemplo de una red radial sencilla.

Ejemplo 3.1:

Como ejemplo se puede ver la red de la figura 3.1. Los nodos están numerados del 1 al 5 (es decir $N = 5$), siendo el nodo 1 la barra slack la cual se toma como origen de fases.

Los nodos donde hay potencia consumida, representan una subestación con una potencia neta $P(i)$ y $Q(i)$. En las barras en que hay generación, se tiene que $P(i) = P_L(i) + P_G(i)$ y $Q(i) = Q_L(i) + Q_G(i)$.

Al haber 5 nodos, hay cuatro ramas las cuales están modeladas como un cuadripolo en π (ver anexo A.5), con su correspondiente $Z(h)$ e $Y(h)$. Cada rama está numerada del 1 al 4.

En la siguiente tabla (tabla 3.1) se describe la topología de la red de la figura 3.1 y los nodos que están aguas abajo de cada rama.

Rama h	NodoIni $K_{h,ini}$	NodoFin $K_{h,fin}$	Nodos aguas abajo conjunto K_h
1	1	2	2,3,4,5
2	2	3	3
3	2	4	4
4	2	5	5

Tabla 3.1: Descripción de la red de la figura 1.1

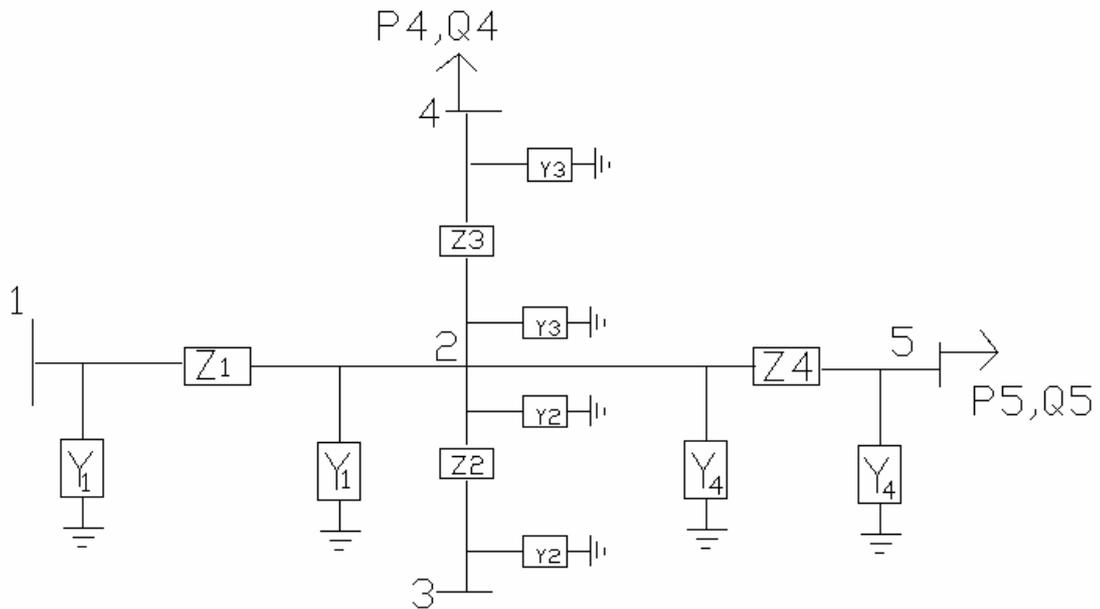


Figura 3.1: Ejemplo de una red radial

Como se puede ver en la figura 3.1, en el nodo 2 convergen cuatro ramas, por lo tanto tiene “colgadas” las susceptancias Y_1, Y_2, Y_3, Y_4 . En los restantes nodos converge sólo una rama.

Los datos que se disponen para esta red son los modelos π de las ramas, la tensión de la barra slack y las potencias P_L, Q_L, P_G , y Q_G de cada nodo. A partir de estos datos se debe resolver el flujo de carga.

3.2 Ecuaciones del flujo de carga para una red radial

La corriente $I(h)$ por una rama h , es la suma de todas las corrientes de carga de los nodos que se encuentren aguas abajo del arco h (es decir los nodos cuyos índices pertenezcan a K_h), más las corrientes debidas a las susceptancias de las líneas “colgadas” de los nodos pertenecientes también a K_h . [P1]

Por lo tanto se tiene que la corriente por una línea es:

$$\bar{I}(h) = \sum_{i \in K_h} [\bar{I}_L(i) + \bar{I}_C(i)] \quad \text{Ec.3.1}$$

Los datos que se disponen son la potencia activa y reactiva de carga y generación en cada nodo, y los valores de las susceptancias “colgadas” de ellos.

A partir de ellos, las corrientes de carga de cada nodo se pueden expresar de la siguiente manera (ver anexo A.2):

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_L(i) = \frac{P(i) - jQ(i)}{\bar{U}(i)\sqrt{3}} \\ \text{Con: } P(i) = P_L(i) + P_G(i) \text{ y } Q(i) = Q_L(i) + Q_G(i) \\ \bar{I}_C = \frac{\bar{U}(i)}{\sqrt{3}} \sum_{Ri} jYc(Ri) \end{array} \right. \quad \text{Ec.3.2}$$

Siendo Ri el conjunto de las ramas que convergen en el nodo i

La caída de tensión compleja en una rama h es la siguiente:

$$\frac{\bar{U}(k_{h,ini}) - \bar{U}(k_{h,fin})}{\sqrt{3}} = \bar{I}(h)\bar{Z}(h) \quad \text{Ec.3.3}$$

Con las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3, y eligiendo como origen de fases de las tensiones la barra slack, se obtiene el siguiente sistema de $N-1$ incógnitas y $N-1$ ecuaciones no lineales:

$$\text{Sistema 1:} \left\{ \begin{array}{l} \bar{I}(h) = \sum_{i \in K_h} \left[\frac{P(i) - jQ(i)}{\hat{U}(i)\sqrt{3}} + \frac{\bar{U}(i)}{\sqrt{3}} \sum_{Ri} Yc(Ri) \right] \quad \text{Ec.1a} \\ \frac{\bar{U}(k_{h,fin})}{\sqrt{3}} = \frac{\bar{U}(k_{h,ini})}{\sqrt{3}} - \bar{I}(h)\bar{Z}(h) \quad \text{Ec.1b} \\ \bar{U}_{slack} = U_0 \quad \text{Ec.1c} \end{array} \right.$$

3.3 Resolución del flujo de carga

Lo que se quiere hallar es la tensión eficaz en cada nodo y la corriente eficaz por cada rama. Como las ecuaciones resultantes no son lineales, la resolución se hará por medio de un método iterativo.

Los cálculos se hacen en “por unidad” (p.u) ver *Anexo A.3*.

Se define una tolerancia en p.u y un número máximo de iteraciones.

Los pasos de la iteración para la resolución del sistema 1 son los siguientes:

1. Se calcula $\bar{I}(h)$ para todas las ramas, con $\bar{U}(i)=U_0$ (sólo la primera vez) con la Ec.(1a)
2. Con $\bar{I}(h)$ y $U(K_{h,ini})$ del paso anterior, se calcula $\bar{U}(K_{h,fin})$ con las Ecs. (1b) y (1c) y se guardan esos valores en $\bar{U}old(i)$.
3. Si $\|\bar{U}old - \bar{U}\| \leq \text{tolerancia}$ ó se superó el número máximo de iteraciones, entonces fin de la iteración, de lo contrario se vuelve al punto 2, con $\bar{U}(i)=\bar{U}old$.

3.4 Implementación en *Matlab* de la resolución del flujo de carga

El algoritmo anterior para la resolución del flujo de carga, se implementará en *Matlab*. Los cálculos se hacen en por unidad, la forma en que se realiza el pasaje a estos valores se encuentra en el *anexo A.3*.

Para disminuir el tiempo de cálculo se expresan las ecuaciones (1a), (1b) y (1c) en forma matricial, para esto se definen las siguientes matrices y vectores:

-Matriz A: Es la matriz que indica entre que nodos está cada arco. Las filas denotan los arcos y las columnas indican los nodos. Los elementos de esta matriz son los siguientes:

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

De esta forma la matriz A queda de dimensión NxN

En el *anexo A.1* se puede ver como se construye esta matriz

-Matriz B: Es la matriz que indica los nodos que se encuentran aguas abajo de una rama. El número de fila indica la rama y el de la columna indica los nodos. Los elementos de esta matriz son los siguientes:

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

De esta forma la matriz B queda de dimensión N-1xN

En el *anexo A.1* se puede ver como se construye esta matriz

-Vector u: Vector en p.u de dimensión 1xN, es la tensión compleja en cada nodo

-Vectores p y q: Son los vectores potencia activa y potencia reactiva en p.u. Se calculan según la ecuación:

$$p = p_L + p_G \quad \text{y} \quad q = q_L + q_G$$

Siendo p_L , q_L , p_G y q_G vectores de dimensión Nx1 en p.u, se calculan a partir de los datos de las potencias de cada nodo .

-Vector yc: Vector de admitancias en p.u. “colgadas” de cada nodo, tiene dimensión Nx1.

En forma matricial las ecuaciones equivalentes del Sis. 1, son las siguientes (ver Sis.2):

$$\text{Sistema 2: } \begin{cases} \bar{i}_L = (p - jq) ./ (\hat{u}) + u .* yc \\ A \cdot \hat{u} = \bar{z} .* (B \cdot \bar{i}_L) \\ u_{slack} = u_0 \end{cases}$$

Nota: Se utilizan minúsculas para denotar que los cálculos se hacen en p.u. La notación ./ y .* significan la división y multiplicación en cada coordenada. Notar que el $\sqrt{3}$ del sistema 1 se cancela, por lo tanto en este sistema no está.

3.5 Cálculo de las pérdidas de potencia

Luego de resuelto el flujo de carga se pueden calcular las pérdidas en las líneas de la siguiente forma:

$$\text{Sea la corriente por cada rama : } I_h = B * I \quad [A]$$

$$\text{Pérdidas de activa : } \text{LossP} = |I_h|^2 .* \text{Re}(Z) \quad [W]$$

$$\text{Pérdidas de reactiva : } \text{LossQ} = |I_h|^2 .* \text{Im}(Z) + |V_i|^2 .* \text{Im}(y) \quad [VAR]$$

3.6- Valores y resolución del ejemplo 3.1

Los datos que se tienen para la red del ejemplo 1 son los siguientes:

Rama	Nodo Ini	Nodo fin	R(Ω/m)	X(Ω/m)	Y (Ω^{-1}/m)	PL(KW)	QL (KVAR)	PG(KW)	QG (KVAR)	L(m)
1	1	2	1.8216	0.7580	0	140	90	100	50	1
2	2	3	2.2270	0.9475	0	80	50	0	0	1
3	2	4	1.3622	0.5685	0	80	60	60	20	1
4	2	5	1.3622	0.5685	0	140	90	100	50	1

Tabla 3.2: Datos de la red del ejemplo 3.1. Notar que R/X es mayor que la unidad

El largo de las ramas es 1m, porque ya está incluido en R X eY.

Las matrices A y B generados a partir de la tabla 3.2 quedan de la siguiente manera:

Matrices A y B:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad B = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Luego de resolver el flujo de carga con UB = 11KV y SB =100MVA se obtienen los siguientes resultados:

RESULTADOS DE LA RESOLUCIÓN DEL FLUJO DE CARGA								
N°. de Iteraciones = 3								
Tiempo de iteración en seg. = 0.131								
Tolerancia en p.u = 1e-006								
Potencia base en MVA = 100								
Tensión base en KV = 11								
Pérdidas totales de activa en KW = 0.381703								
Pérdidas totales de reactiva en KVA = 0.173595								
-----TENSION U-----			---CORRIENTE---			---PÉRDIDAS---		
NODO	MAG(p.u)	MAG(KV)	FASE(gra)	RAMA	MAG(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1.00000	11.0000	0.00000	1	13.0575	-43.26954	276.48017	129.23777
2	0.99650	10.96155	0.06615	2	4.97829	-31.92225	55.19248	23.47725
3	0.99463	10.94094	0.08314	3	5.27443	-53.01676	37.89593	15.81547
4	0.99545	10.94993	0.10189	4	2.98458	-44.88294	12.13409	5.06404
5	0.99481	10.94287						

3.7. Flujo de carga simplificado

Para la búsqueda de la red óptima adaptada es necesario realizar muchos flujos de carga, uno para cada combinación de conductores elegidos.

Una alternativa de realizar el flujo de cargas en una sola iteración se presenta en el siguiente flujo de cargas simplificado:

Hipótesis del flujo simplificado

- Se desprecian las pérdidas en los conductores.
- El voltaje en todos los nodos se supone constante e igual a la barra de referencia a la hora de calcular las corrientes.
- Se desprecian las susceptancias de las líneas.

Bajo estas hipótesis se calculan los módulos de las corrientes de cada rama h mediante la siguiente fórmula:

$$I(h) = \frac{\sum_{k \in K_h} S_L}{V_0 \times \sqrt{3}}$$

Aquí S_L es el módulo de $\bar{S}_L = P_L + jQ_L$ y V_0 la tensión en el nodo *Root*.

Para hallar la tensión en cada nodo, se evalúan las caídas de potencial en cada nodo desde el nodo *Root* mediante la fórmula aproximada para la caída de tensión acumulada en un cable (*ver anexo A.7*):

$$\Delta V(k) = \sqrt{3} \sum_{h \in H_k} (\cos \varphi(h).R(h) + \text{sen} \varphi(h).X(h)).I(h)$$

Siendo $\varphi(h)$, $R(h)$ y $X(h)$ la fase de la corriente, la resistencia y reactancia de la rama h respectivamente, y H_k el conjunto de ramas aguas arriba del nodo k .

Estas ecuaciones en forma matricial quedan de la siguiente manera:

$$I = \frac{B.S_L}{\sqrt{3}.UB}$$

$$\Delta v = \sqrt{3}B^t \text{diag}(I).(R.\cos \varphi + X.\sin \varphi)$$

B^t es la matriz transpuesta de B , $\text{diag}(I)$ es una matriz que tiene en la diagonal el vector I y en el resto vale cero, R es el vector de resistencias de todos los arcos y X es el vector de reactancias, y φ el factor de potencia antes mencionado.

Los productos $R.\cos \varphi$ y $X.\sin \varphi$ se realizan componente a componente.

Luego se calcula la tensión de cada nodo de la siguiente expresión:

$$U_{inicial} = UB.\text{ones}(\text{arcos}) - \Delta V$$

Donde $UB.ones(arcos)$ es un vector que tiene en todos sus elementos la tensión base elegida para el pasaje a valores por unidad.

Este método da sus mejores resultados cuando las redes de trabajo tienen poca caída de tensión a lo largo de sus ramas.

3.8 Estudio de la convergencia de la iteración

El objetivo del método iterativo presentado en el sección 3.3 es la resolución del siguiente sistema [P1]:

$$\text{Sistema1: } \begin{cases} \bar{I}(h) = \sum_{i \in K_h} \left[\frac{P(i) - jQ(i)}{\hat{U}(i)} + \frac{U(i)}{\sqrt{3}} \sum_{Ri} j.Yc(Ri) \right] \\ \frac{\bar{U}(k_{h,fin})}{\sqrt{3}} = \frac{\bar{U}(k_{h,ini})}{\sqrt{3}} - \bar{I}(h)\bar{Z}(h) \\ \bar{U}_{slack} = \bar{U}_0 \end{cases}$$

En la ec. 3.8.1 podemos apreciar la expresión para calcular I_L :

$$\bar{I}_L(i) = \sum_{i \in K_h} \left[\frac{P(i) - jQ(i)}{\hat{U}(i)\sqrt{3}} \right] = \frac{\sum_{i \in K_h} [P(i) - jQ(i)]}{\bar{U}(k_{h,fin})\sqrt{3}} \quad \text{Ec3.8.1}$$

En la misma se desprecian las pérdidas en las líneas debidas a las corrientes I_L . Además:

$$\bar{I}_C(i) = \sum_{i \in K_h} \left[\frac{\bar{U}(i)}{\sqrt{3}} \sum_{Ri} j.Yc(Ri) \right] \quad \text{Ec. 3.8.2}$$

Siendo Ri es el conjunto de las ramas que convergen en el nodo i

Para analizar el último término de la ecuación anterior se renombra el término:

$$j.Y_{CT}(i) = \sum_{Ri} j.Yc(Ri)$$

Esto no es más que el paralelo de las susceptancias que convergen en el nodo i .

Luego, se tiene lo siguiente:

$$\bar{I}_C(i) = \sum_{i \in K_h} \left[\frac{\bar{U}(i)}{\sqrt{3}} \cdot j \cdot Y_{CT}(i) \right].$$

Multiplicando en el numerador y denominador por el término $\bar{U}(i)$, se obtiene la siguiente expresión:

$$\bar{I}_C(i) = \sum_{i \in k_h} \left[\frac{\bar{U}(i) \cdot U(i)}{\sqrt{3} \cdot U(i)} \cdot j \cdot Y_{CT}(i) \right] = \sum_{i \in k_h} \left[\frac{U^2(i) \cdot j \cdot Y_{CT}(i)}{\sqrt{3} \cdot U(i)} \right] = \sum_{i \in k_h} \left[\frac{j \cdot Q_C(i)}{\sqrt{3} \cdot U(i)} \right] = \frac{\sum_{i \in k_h} [j \cdot Q_C(i)]}{\sqrt{3} \cdot U(k_h, k_{fin})}$$

$Q_C(i)$ representa la potencia reactiva asociada a la susceptancia $Y_{CT}(i)$, si se desprecian las pérdidas originadas en las líneas debido a las corrientes I_C .

Finalmente se llega a la siguiente ecuación

$$\bar{I}(h) = \frac{\sum_{i \in k_h} P(i) - j \cdot Q(i)}{\sqrt{3} \cdot U(k_h, k_{fin})} + \frac{\sum_{i \in k_h} [j \cdot Q(i)]}{\sqrt{3} \cdot U(k_h, k_{fin})} \quad \text{Ec 3.8.3}$$

Asociando algunos términos, se puede escribir de la forma

$$\bar{I}(h) = \frac{\sum_{r \in k_h} P(i) - j [Q(i) - Q_C(i)]}{\sqrt{3} \cdot U(k_h, k_{fin})} = \frac{P(k_h, k_{fin}) - j \cdot Q(k_h, k_{fin})}{U(k_h, k_{fin}) \cdot \sqrt{3}} \quad \text{Ec. 3.8.4}$$

En la ec3.8.4, $P(i)$ y $Q(i)$ corresponden a la potencia activa y reactiva total consumida más allá del arco h .

Consideraremos ahora esta otra ecuación:

$$\frac{\bar{U}(k_{h,ini}) - \bar{U}(k_{h,fin})}{\sqrt{3}} = \bar{I}(h) (R(h) + jX(h)) \quad \text{Ec.3.8.5}$$

De las ecuaciones 3.8.4 y 3.8.5 se obtiene

$$\frac{\bar{U}(k_{h,ini}) - \bar{U}(k_{h,fin})}{\sqrt{3}} = \frac{[P(k_h, k_{fin}) - jQ(k_h, k_{fin})]}{\sqrt{3} \cdot U(k_h, k_{fin})} \cdot (R(h) + j \cdot X(h)) \quad \text{Ec.3.8.6}$$

Para aliviar un poco la notación y facilitar el desarrollo, se definen las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}\bar{U}(k_{h,ini}) &= A(h_1) + jB(h_1) \\ \bar{U}(k_{h,fin}) &= A(h_2) + jB(h_2) \\ P(k_{h,fin}) &= P(h_2) \\ Q(k_{h,fin}) &= Q(h_2)\end{aligned}$$

Planteando de nuevo la ec. 3.8.6 con las nuevas expresiones se obtiene:

$$[A(h_1) + jB(h_1)] \cdot [A(h_2) + jB(h_2)] - [A^2(h_2) + B^2(h_2)] = [P(h_2) - jQ(h_2)] \cdot [R(h) + jX(h)]$$

Separando parte real y parte imaginaria,

$$A(h_1) \cdot A(h_2) + B(h_1) \cdot B(h_2) - A^2(h_2) - B^2(h_2) = P(h_2) \cdot R(h) + Q(h_2) \cdot X(h) \quad \text{Ec 3.8.7}$$

$$A(h_2) \cdot B(h_1) - A(h_1) \cdot B(h_2) = P(h_2) \cdot X(h) - Q(h_2) \cdot R(h) \quad \text{Ec 3.8.8}$$

En los sistemas de distribución, la fase del voltaje es muy pequeña cuando tomamos la tensión en la barra *slack* como origen de fases. A su vez, la parte imaginaria del voltaje en los diferentes nodos de la red es también muy pequeña.

Por esta razón, en la ec.3.8.7 se desprecian los términos de segundo orden $B(h_1) \cdot B(h_2)$ y $B^2(h_2)$.

La ec.3.8.7 queda entonces $A(h_1) \cdot A(h_2) - A^2(h_2) = P(h_2) \cdot R(h) + Q(h_2) \cdot X(h)$.

Si se despeja $A(h_2)$ y se sustituye $K(h) = P(h_2) \cdot R(h) + Q(h_2) \cdot X(h)$, se obtiene:

$$A(h_2) = A(h_1) - \frac{K(h)}{A(h_2)} \quad \text{Ec.3.8.9}$$

Despejando $B(h_2)$ de la ec.3.8.8 queda:

$$B(h_2) = \frac{A(h_2).B(h_1) - [P(h_2).X(h) - Q(h_2).R(h)]}{A(h_1)} \quad \text{Ec.3.8.10}$$

En este punto vale la pena aclarar que la tensión $\bar{U}(k_{h,ini}) = A(h_1) + jB(h_1)$ es un dato con el que se cuenta pues siempre se sabe la tensión de la barra *slack*. Es decir, siempre se tiene la tensión del nodo inicial del primer arco de la red que es el nodo *slack*. A partir de este se puede calcular la tensión del nodo final. Luego, se tiene la tensión del nodo inicial de todos los arcos que convergen en el primero de nuestra red.

Aplicando este razonamiento para todos los arcos, se concluye que siempre la tensión del nodo inicial de un arco es conocida.

En la *ec.3.8.10*, se observa que el lado derecho de la igualdad no depende de $B(h_2)$ y se puede obtener directamente luego de hallar $A(h_2)$ de forma iterativa. Por lo tanto solo se requiere estudiar la convergencia de $A(h_2)$.

Ahora se trabajará sobre la *ec.3.8.9*. Tanto $A(h_1)$ como $K(h)$ son conocidos.

Definiendo la función $f(x)$ de la siguiente manera,

$$f(x) = A(h_1) - \frac{K(h)}{x}$$

Entonces, el método iterativo consiste en que dado un valor inicial $A_0(h_2)$ obtenemos $A_1(h_2)$ como:

$$\begin{aligned} A_1(h_2) &= f(A_0(h_2)) \\ A_2(h_2) &= f(A_1(h_2)) \\ &\vdots \\ A_n(h_2) &= f(A_{n-1}(h_2)) \end{aligned}$$

Al valor final de la iteración se le llamará $A_f(h_2)$ tal que $f(A_f(h_2)) = A_f(h_2)$

Además

$$\begin{aligned}A_n(h_2) &= A_f(h_2) + \varepsilon_n \\A_{n+1}(h_2) &= A_f(h_2) + \varepsilon_{n+1}\end{aligned}$$

Siendo ε_n el error que se está cometiendo en el paso n .

Entonces

$$A_f(h_2) + \varepsilon_{n+1} = f(A_f(h_2) + \varepsilon_n).$$

Haciendo el desarrollo de *Taylor* de orden 1 para f alrededor de ε_n , se obtiene,

$$A_f(h_2) + \varepsilon_{n+1} = f(A_f(h_2)) + \varepsilon_n \cdot f'(A_f(h_2)) = A_f(h_2) + \varepsilon_n \cdot \frac{K(h)}{A_f^2(h_2)}$$

Y se llega a:

$$\boxed{\varepsilon_{n+1} = \varepsilon_n \cdot \frac{K(h)}{A_f^2(h_2)}}.$$

Esto quiere decir que el error ε_i va disminuyendo en cada iteración siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

$$\boxed{\left| \frac{K(h)}{A_f^2(h_2)} \right| < 1}.$$

En general, cuando se trabaja en p.u., $K(h)$ es bastante menor que 1 y A_f es bastante cercano a la unidad pues la redes se hacen para que las caídas de tensión en las líneas sean las menores posibles. Es decir que el método iterativo converge para redes que son suficientemente fuertes. En redes que se encuentran cerca de su límite de capacidad (elevadas corrientes y caídas de tensión) el método puede no encontrar una solución.

Capítulo 4: Evaluación de resultados del programa flujoradial.

4.1 Introducción

En este capítulo se pretende mostrar los resultados arrojados por el programa realizado en Matlab *flujoradial* para diferentes redes radiales de Media y Baja Tensión.

Las redes fueron extraídas de distintas fuentes, cinco de ellas pertenecen al sistema eléctrico Uruguayo, mientras que la restante red se extrajo del artículo “Method for load-flow solution of radial distribution networks” [P1].

Con ellas se realizará la comparación entre el flujo exacto y la aproximación realizada por el “*flujo aproximado*” visto en la sección 3.7 del capítulo anterior.

También se hará una comparación de resultados vistos en el capítulo 3 y número de iteraciones entre el programa propuesto en el artículo y el programa *flujoradial*.

4.2 Comparación entre el programa *flujoradial* y el programa propuesto en el artículo [P1]

4.2.1 Comparación de los resultados obtenidos con el flujoradial y el algoritmo del artículo

En esta sección se compararán los resultados de los dos algoritmos, en primera instancia se analizarán las diferencias de las tensiones en todos los nodos, y por último se verán las diferencias en las pérdidas.

Para apreciar mejor las diferencias de los resultados de ambos algoritmos, se gráfica la diferencia de las tensiones de los nodos expresada en p.u

Dicho gráfico se muestra a continuación:

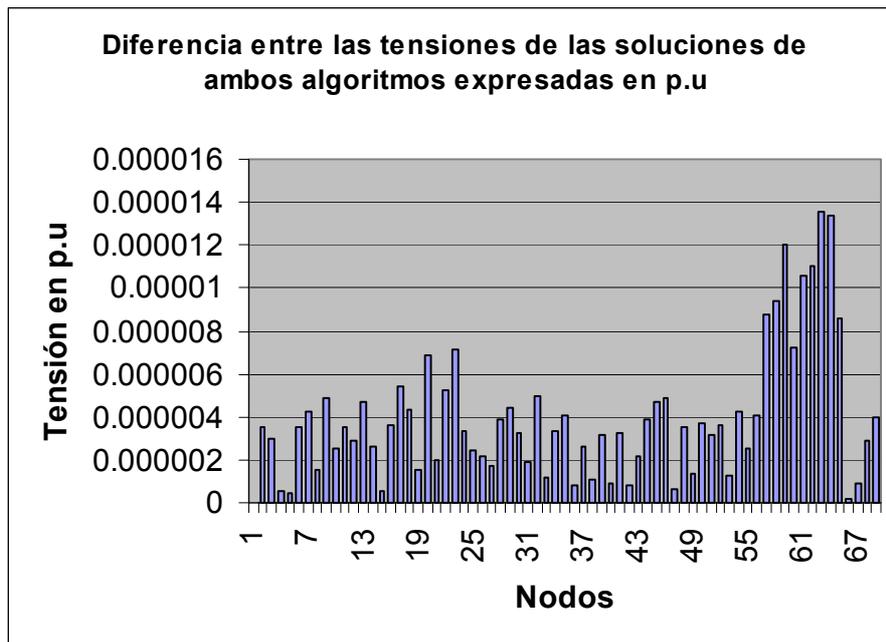


Gráfico 4.2.1 Diferencias de la tensión en los nodos

El gráfico muestra que las diferencias en p.u son significativamente menores a la tolerancia impuesta para la convergencia de los algoritmos la cual fue de 0.0001 p.u. Con esto podemos concluir que los resultados obtenidos por el programa flujoradial para le red de 69 nodos del artículo es igual a la solución mostrada en el mismo artículo.

Ahora se analizarán las pérdidas; los resultados de ambos algoritmos se aprecian en el cuadro 4.2.1:

	Algoritmo artículo	Algoritmo Flujoradial	Error relativo en (%)
Perdidas Activas(kW)	224.9584	224.9559	0.00111806
Perdidas Reactivas(kVAR)	102.146	102.1134	0.031925799

Cuadro4.2.1 Comparación de las pérdidas del flujoradial con los del programa del artículo

Los resultados obtenidos por el programa flujo radial son aceptables cuando queremos tener una precisión de 0.1 % de las pérdidas tanto de activa como de reactiva.

4.2.2 Comparación del número de iteraciones

En el artículo al cual hacemos referencia, se muestra un diagrama de flujos de una implementación del método de nodos aguas abajo para la resolución de flujos de cargas radiales.

Este algoritmo resuelve el flujo exacto para la red de 69 nodos mostrada en la sección 4.5.6 en tres iteraciones, con una tolerancia para las iteraciones de 0.0001 arrojando los resultados mostrados en la sección 4.6.

EL ALGORITMO PROPUESTO EN ESTE TRABAJO TARDA 6 ITERACIONES EN RESOLVER EL FLUJO EXACTO PARA LA RED DE 69 NODOS UTILIZANDO LA MISMA TOLERANCIA Y ARROJANDO LOS RESULTADOS MOSTRADOS EN LA SECCIÓN 4.5.6.

Como contrapartida, el programa flujoradial permite resolver redes que tengan modelos de líneas con patas capacitivas.

4.3 Comparación entre el flujo exacto y el aproximado

En esta sección del trabajo compararemos los resultados del flujo exacto obtenidos del programa flujoradial y los obtenidos por la aproximación mostrada en la sección 3.7 del capítulo 3.

Las redes que se tomarán para la comparación son:

1. Salida 13 de la Estación Piriápolis
2. Salida 3 de la Estación Los Cardos
3. Salida 5 de la Estación Los Cardos
4. Minas
5. Durazno
6. Red de 69 Nodos del Artículo

Los datos de las mismas se encuentran en la sección 4.5.

Para estas redes se compararán las siguientes características:

-
1. Máxima caída de tensión en la red para ambos casos
 2. Máxima corriente por las ramas para ambos casos
 3. Pérdidas de activa para ambos casos y el error relativo cometido por la aproximación
 4. Error máximo relativo cometido por la aproximación para la tensión en los nodos
 5. Error máximo relativo cometido por la aproximación en las corrientes por las ramas

A continuación se compararán las seis redes antes mencionadas. Los datos para las mismas se pueden ver en la sección 4.5.

4.3.1 Red correspondiente a la salida 13 de la estación Piriápolis

En la figura 4.3.1 se muestra un diagrama de la topología de la red. La misma consta de 9 nodos y su tensión nominal es de 15kV. En el modelo considerado de las líneas se han despreciado las componentes capacitivas. Para realizar el flujo de carga se tomó como potencia base 100 MVA y tensión Base 15 kV.

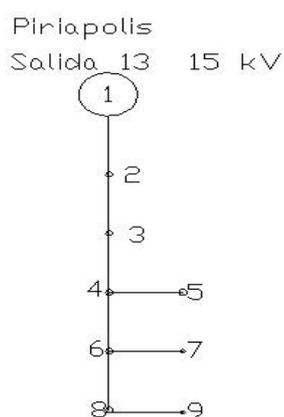


Figura 4.3.1:Red correspondiente a la salida 13 de la estación Piriápolis en 15 kV

En el cuadro 4.3.1.1 se aprecia la comparación de las magnitudes importantes entre el flujo exacto y la aproximación propuesta en el capítulo 3

	Flujo Exacto	Flujo Aprox
Máxima Caída de tensión en % de UB	0.37	0.37
Pérdidas en (kW)	4.47	4.44
Máxima Corriente por las ramas en (A)	74.93	74.75

Cuadro 4.3.1.1 Comparación Exacto vs Aproximado para la red de Piriápolis

El cuadro 4.3.1.2 muestra los errores relativos cometidos por la aproximación:

	Error relativo máximo %
Tensiones en los nodos	0
Pérdidas	0.54
Corrientes por las ramas	0.24

Cuadro 4.3.1.2 Errores relativos máximos para la red de Piriápolis

El cuadro nos muestra que la aproximación realizada en el flujo aproximado es válida para esta red si uno trabaja con un error relativo máximo de un 10%. Es de notar que el error mas grande se da para las pérdidas con un error relativo de 0.54 %.

4.3.2 Red correspondiente a la salida 3 de la estación Los Cardos

En la figura 4.3.2 se muestra la topología de la red correspondiente a la salida 3 de la estación Los Cardos.

Esta red tiene una tensión nominal de 15 kV y cuenta con 46 Nodos. El flujo radial se realizó para una tensión base de 15 kV y potencia base de 100 MVA

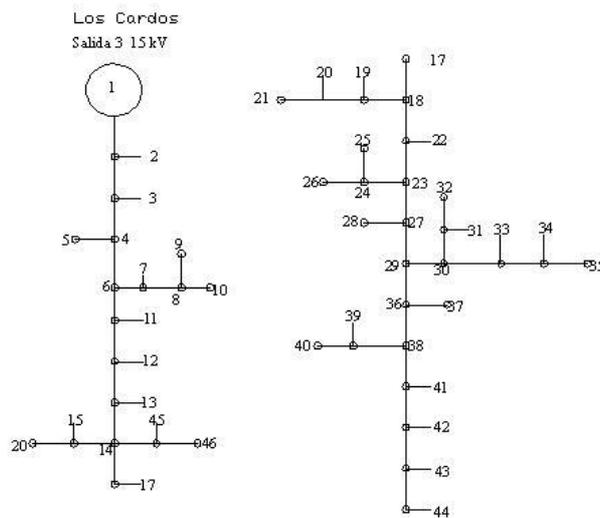


Figura 4.3.2: Salida 3 de la estación Los Cardos en 15 kV.

En el cuadro 4.3.2.1 se aprecia la comparación de las magnitudes importantes entre el flujo exacto y la aproximación

	Flujo Exacto	Flujo Aprox
Máxima Caída de tensión en % de UB	2.66	2.44
Pérdidas en (kW)	30.963	29.614
Máxima Corriente por las ramas en (A)	66.96	65.49

Cuadro 4.3.2.1 Comparación Exacto vs Aproximado la red Cardoss3

El cuadro 4.3.2.2 muestra los errores relativos cometidos por la aproximación:

	Error relativo máximo %
Tensiones en los nodos	0.16
Pérdidas	2.63
Corrientes por las ramas	1.12

Cuadro 4.3.2.2 Comparación Exacto vs Aproximado la red Cardoss3

El cuadro nos muestra que la aproximación realizada por flujo aproximado sigue siendo válida para un error relativo de un 10%, si bien la máxima diferencia entre las caídas de tensión es menor al 1%, la diferencia alcanzada por las pérdidas es de 2.63 %.

4.3.3 Red correspondiente a la salida 5 de la estación Los Cardos

La topología de la red correspondiente a la salida 5 de la estación se ve en la figura 4.3.3. Esta red cuenta con 48 nodos y su tensión nominal es de 15 kV. Para realizar el flujo radial se tomó como tensión base 15 kV y como potencia base 100 MVA.

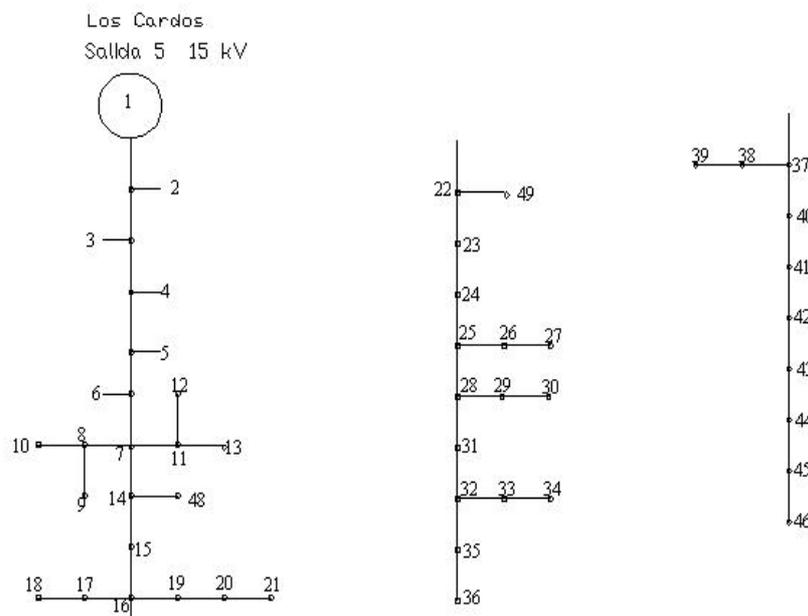


Figura 4.3.3 Salida 5 de la estación Los Cardos en 15 kV.

En el cuadro 4.3.1.1 se aprecia la comparación de las magnitudes relevadas:

	Flujo Exacto	Flujo Aprox
Maxima Caída de tensión en % de UB	4.19	3.83
Pérdidas en (kW)	41.31	38.52
Máxima Corriente por las ramas en (A)	58.85	57.05

Cuadro 4.3.3.1 Comparación Exacto vs Aproximado de la Salida 5 de los Cardos

El cuadro 4.3.3.2 muestra el error cometido por la aproximación:

	Error relativo máximo %
Tensiones en los nodos	0.36
Pérdidas	6.75
Corrientes por las ramas	3.21

Cuadro 4.3.3.2 Error relativo cometido por la aproximación

El cuadro muestra que la aproximación realizada en el flujo aproximado es válida para un error relativo del 10%, si bien la máxima diferencia entre las caídas de tensión no sobrepasa el 1%, la diferencia alcanza un valor máximo de 6.75 % en las pérdidas.

4.3.4. Red correspondiente a la estación Minas.

En la figura 4.3.4 se muestra una red de Minas de 10 nodos de Tensión nominal 32.2 kV.

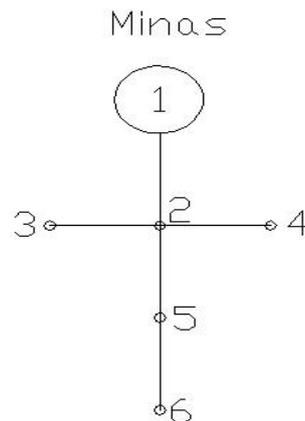


Figura 4.3.4 Red de Minas de 32 kV

En el cuadro 4.3.4.1 se aprecia la comparación de las magnitudes antes mencionadas:

	Flujo Exacto	Flujo Aprox
Maxima Caída de tensión en % de UB	4.73	4.49
Pérdidas en (kW)	171.24	161.35
Máxima Corriente por las ramas en (A)	402.28	398.29

Cuadro 4.3.4.1 Comparación Exacto vs Aproximado para la red de Minas

El cuadro 4.3.4.2 muestra el error cometido por la aproximación:

	Error relativo máximo %
Tensiones en los nodos	0.24
Pérdidas	5.77
Corrientes por las ramas	0.99

Cuadro 4.3.4.2 Error relativo cometido por la aproximación para la red de Minas

El cuadro muestra que la aproximación realizada en el flujo aproximado es válida para un error relativo del 10%, si bien la máxima diferencia entre las caídas de tensión no sobrepasa el 1%, en las pérdidas la diferencia alcanza un valor máximo de 5.77 %.

4.3.5 Red de baja Tensión correspondiente a la estación Durazno.

Esta red es de baja tensión, la tensión nominal es 0.38 kV. Cuenta con 107 nodos y la tensión y potencia de base considerada para la misma es $UB = 0.38$ kV y $PB = 100$ MVA.

En el cuadro 4.3.5.1 se aprecia la comparación de las magnitudes antes mencionadas anteriormente.

	Flujo Exacto	Flujo Aprox
Maxima Caída de tensión en % de UB	0.57	0.53
Pérdidas en (W)	6487.10	6426.40
Máxima Corriente por las ramas en (A)	30.67	30.53

Cuadro 4.3.5.1 Comparación Exacto vs Aproximado para la red de Durazno

El cuadro 4.3.5.2 muestra el error cometido por la aproximación:

	Error relativo máximo %
Tensiones en los nodos	0.04
Pérdidas	0.64
Corrientes por las ramas	0.45

Cuadro 4.3.5.2 Error relativo cometido por la aproximación para la red de Durazno

El cuadro muestra que la aproximación realizada en el flujo aproximado es válida para esta red si uno trabaja con un error relativo máximo de un 10%. En particular para esta red se podría trabajar perfectamente con el flujo radial aproximado en vez de trabajar con el flujo exacto con una precisión del 1% para las magnitudes consideradas.

4.3.6 Red con 69 Nodos extraída del artículo [P1]

Esta red corresponde a una red de media tensión cuya tensión nominal es 12,2 KV.

En el cuadro 4.3.6.1 se aprecia la comparación de las magnitudes antes mencionadas :

	Flujo Exacto	Flujo Aprox
Máxima Caída de tensión en % de UB	9.08	8.20
Pérdidas en (kW)	224.96	191.47
Máxima Corriente por las ramas en (A)	223.57	212.50

Cuadro 4.3 6.1 Comparación Exacto vs Aproximado para la red de 69 Nodos

El cuadro 4.3.6.2 muestra el error cometido por la aproximación:

	Error relativo máximo %
Tensiones en los nodos	0.88
Pérdidas	14.89
Corrientes por las ramas	4.95

Cuadro 4.3 6.2 Error relativo cometido para la aproximación para la red de 69 Nodos

El cuadro nos muestra que la aproximación realizada en el flujo aproximado ya no es válida para un error relativo del 10%, si bien la máxima diferencia entre las caídas de tensión no sobrepasa el 1%, en las pérdidas la diferencia alcanza un valor máximo de 14.89 % de las pérdidas calculadas por el flujo exacto.

Esta red tiene la particularidad de que las caídas de tensiones en los nodos son importantes, mayores al 5% lo que lleva a que las tensiones que resultan del flujo radial exacto difieran de la tensión en la barra slack

4.4 Resumen de resultados y conclusiones.

4.4.1 Conclusiones del programa *flujoradial*

Este capítulo mostró el correcto funcionamiento del programa flujo radial para distintas redes. El mismo no presentó problemas de convergencia para ninguna de las redes propuestas.

La resolución del flujo radial mediante este algoritmo converge en 5 iteraciones promedio, para una tolerancia de 0.0000001 en p.u.

Estos valores los muestra el siguiente cuadro 4.4.1:

	Numero de nodos	Numero de iteraciones
Piriápolis	9	3
CardosS3	44	4
CardosS5	67	6
Minas	6	6
Durazno	107	5
Indio69	69	7

Cuadro 4.4.1 Numero de nodos y N° de iteraciones

Del cuadro 4.4.1 se desprende que el número de iteraciones no depende solamente del tamaño del problema ya que para una red de 107 nodos como la de durazno el número de iteraciones es de 5 que es menor que el número de iteraciones realizadas para resolver el flujo para una red de 6 nodos como la red de minas.

La cantidad de iteraciones tiene que ver con cuan lejos de la tensión en la barra slack se encuentran las tensiones de los nodos restantes.

4.4.2 Comparación entre el flujo exacto y el aproximado

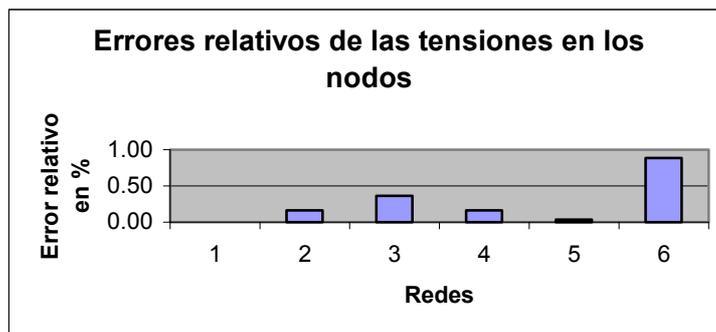
Además de analizar el funcionamiento del programa se realizó una comparación con una aproximación que se basa en dejar las tensiones iguales a la barra slack, calcular las corrientes por las ramas y luego recalcular las caídas de tensiones en los nodos. Este método se explicó con más detalle en el capítulo 3.

El cuadro 4.4.2 resume los resultados para todas las redes:

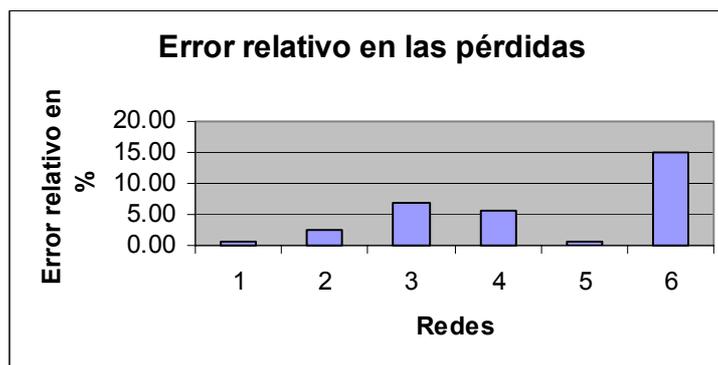
N°	Redes	Errores Relativos (%)		
		Tensión en los nodos	Pedidas	Corrientes por las ramas
1	Piriápolis	0.0001	0.54	0.24
2	CardosS3	0.16	2.63	1.12
3	CardosS5	0.36	6.75	3.21
4	Minas	0.16	5.77	0.99
5	Durazno	0.04	0.64	0.45
6	Indio69	0.88	14.89	4.95

Cuadro4.4.2 Comparación con el flujo aproximado

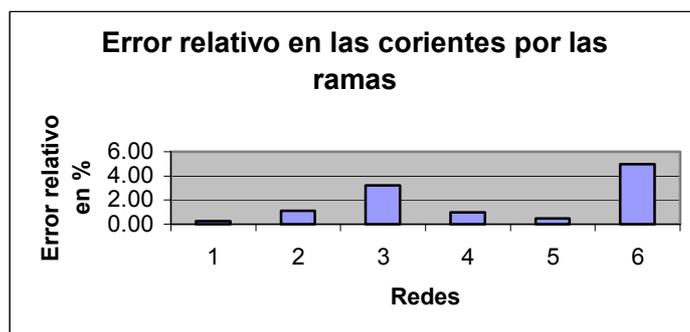
Los valores Presentados en el cuadro 4.4.2 se muestran de manera diferente en las gráficas 4.4.1, 4.4.2 y 4.4.3.



Gráfica 4.4.1 Errores en las Tensiones



Gráfica 4.3.2 Errores en las pérdidas



Gráfica 4.4.3 Errores en las corrientes por las ramas

En el cuadro 4.4.2 y en las gráficas 4.4.1, 4.4.2 y 4.4.3 se aprecia que la aproximación realizada es buena para las tensiones en los nodos, las cuales no difieren en más de un 1 % de la tensión de la barra slack. Esta aproximación no es tan buena cuando se trata de evaluar las corrientes por las ramas o las pérdidas en la red. Aunque para todas las redes excepto la red del artículo las diferencias entre la aproximación y el flujo exacto no sobrepasan el 10%

4.5 Datos de las redes estudiadas en la sección anterior y los resultados obtenidos

Para simplificar este capítulo se muestra solo la porción de información que se necesita de las redes para que funcione el programa flujoradial.

Las redes se presentan en el mismo formato salvo la red de Durazno la cual en vez de tener el nombre del conductor tiene tres columnas donde se presentan las características de los conductores correspondientes a las ramas (R, X, Y).

4.5.1 Red correspondiente a la salida 13 de la estación Piriápolis

Los datos de la red se presentan a continuación en el cuadro 4.5.1.1:

Rama	Nini	Nfin	Conductor	Largo(Km)	PL(kW)	QL(kW)
1	1	2	120CAPI	0.43	194.45	82.84
2	2	3	70CAPI	0.555	116.88	49.79
3	3	4	120CAPI	0.19	846.41	360.57
4	4	5	25CAPI	0.213	215.57	91.83
5	4	6	25CAPI	0.516	213.36	90.89
6	6	7	240XLPE	0.323	2.79	1.19

7	6	8	25CAPI	0.515	170.34	72.56
8	8	9	240CAPI	0.243	26.95	11.48

Cuadro 4.5.1.1: Datos de la red de Piriápolis

Los resultados de correr el flujo de carga exacto y aproximado se presentan en los cuadros 4.5.1.2 y 4.5.1.3 respectivamente:

Cuadro 4.5.1.2 resultados del flujo exacto para la red de Piriápolis

N°. de Iteraciones = 3 Tensión base en KV = 15 Tiempo de iteración en seg. = 0.12 Perdidas en kW = 4.4676 Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	15	0	1	74.934746	-23.0668757	1267.635062	670.7600384
2	0.999266	14.988989	-0.00354788	2	66.793584	-23.0655865	2265.60176	705.6792368
3	0.9979054	14.968582	0.00433379	3	61.893439	-23.0652703	382.1220849	202.1971718
4	0.9976375	14.964563	0.00303758	4	9.0418186	-23.067663	46.1811456	5.380834838
5	0.9974477	14.961716	0.0062522	5	17.356734	-23.0525701	412.248644	48.03349585
6	0.9967547	14.95132	0.01798363	6	0.1171043	-23.0559611	0.002139416	0.001235812
7	0.9967539	14.951308	0.01797799	7	8.284307	-23.0488625	93.73312908	10.921394
8	0.9963341	14.945012	0.02511125	8	1.1316481	-23.0489896	0.08122124	0.116697184
9	0.99633	14.944951	0.02496352	9	0	0	0	0

Cuadro 4.5.1.2:Resultados obtenidos con el flujo de carga completo

Cuadro 4.5.1.3 resultados del flujo aproximado para la red de Piriápolis

Tensión base en KV = 15 Perdidas en kW = 4.4437 Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)	
1	1	15	1	74.752217	0.40271584	1261.467056	667.496282	
2	0.999268	14.98902	2	66.617017	0.40271584	2253.639468	701.953277	
3	0.997911	14.96866	3	61.727111	0.40271584	380.0710663	201.1118899	
4	0.997644	14.96465	4	9.0187969	0.40271584	45.94627833	5.353469082	
5	0.997454	14.96181	5	17.297079	0.40271584	409.4197397	47.70388369	
6	0.996764	14.95146	6	0.1167252	0.40271584	0.002125586	0.001227823	
7	0.996763	14.95145	7	8.254017	0.40271584	93.04894788	10.84167605	
8	0.996345	14.94517	8	1.1275065	0.40271584	0.080627815	0.115844562	
9	0.996341	14.94511	9	0	0	0	0	

Cuadro 4.5.1.3:Resultados obtenidos con el flujo de carga aproximado

4.5.2 Red correspondiente a la salida 3 de la estación Los Cardos

El siguiente cuadro muestra los datos de la red

Rama	Nini	Nfin	Conductor	Largo(Km)	PL (KW)	QL (KVar)
1	1	2	70Al	0.386	16.59	7.07
2	2	3	70Al	1.229	0.06	0.03
3	3	4	70Al	0.327	0.00	0.00
4	4	5	25AL	0.314	1.07	0.46
5	4	6	70AL	0.702	0.00	0.00
6	6	7	16Cu	0.761	20.19	8.60
7	7	8	16Cu	0.099	0.00	0.00
8	8	9	35AL	0.226	10.60	4.52
9	8	10	16Cu	1.336	1.95	0.83
10	6	11	70AL	0.024	4.66	1.99
11	11	12	70AL	0.302	45.68	19.46
12	12	13	70AL	0.521	31.05	13.23
13	13	14	70AL	0.192	0.00	0.00
14	14	15	35AL	0.425	67.44	28.73
15	15	16	35AL	0.338	0.57	0.24
16	14	45	16Cu	0.733	99.16	42.24
17	45	46	16Cu	0.49	105.23	44.83
18	14	17	70AL	0.475	269.64	114.87
19	17	18	70AL	0.397	0.00	0.00
20	18	19	35AL	0.142	0.00	0.00
21	19	20	35AL	0.181	0.00	0.00
22	20	21	16Cu	0.286	108.70	46.31
23	18	22	70AL	0.313	21.67	9.23
24	22	23	70AL	0.462	0.00	0.00
25	23	24	16Cu	0.142	0.00	0.00
26	24	25	35AL	0.167	81.02	34.51
27	24	26	16Cu	0.343	58.98	25.13
28	23	27	70AL	0.576	0.00	0.00
29	27	28	35AL	0.205	8.39	3.57
30	27	29	70AL	0.4	0.00	0.00
31	29	30	70AL	0.189	0.00	0.00
32	30	31	35AL	0.084	55.67	23.72
33	31	32	35AL	0.301	20.64	8.79
34	30	33	70AL	0.386	0.00	0.00
35	33	34	185XLPE	0.246	103.40	44.05
36	34	35	70AL	0.342	2.29	0.98
37	29	36	70AL	0.335	0.00	0.00
38	36	37	50AL	0.751	1.32	0.56
39	36	38	70AL	0.385	2.91	1.24
40	38	39	16Cu	0.328	41.54	17.70
41	39	40	16Cu	0.322	14.22	6.06
42	38	41	70AL	0.413	62.47	26.61
43	41	42	70AL	1.217	13.78	5.87
44	42	43	70AL	0.286	71.57	30.49
45	43	44	70AL	0.431	224.09	95.46

Cuadro 4.5.2.1 Datos de la red Salida 3 estación Los Cardos

Los resultados del flujo exacto y aproximado para esta red se aprecian en los cuadros 4.5.2.2 y 4.5.2.3 respectivamente.

Cuadros 4.5.2.2 Resultados del flujo Exacto salida 3 de la estación Los Cardos

Nº. de Iteraciones = 4		Tensión base en KV = 15		Tiempo de iteración en seg. = 0.09		Perdidas en kW = 30.963		Potencia Base en MVA = 100	
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)	
1	1	15	0	1	66.95735149	-23.31827199	2684.081112	1852.898547	
2	0.998162	14.97242322	-0.021087977	2	66.26200303	-23.32061494	8369.370631	5777.617753	
3	0.99237	14.88554494	-0.088030748	3	66.25947352	-23.320621	2226.668227	1537.13325	
4	0.990829	14.86243357	-0.105973325	4	0.04518002	-23.17987181	0.002783699	0.000753754	
5	0.990826	14.86239707	-0.105953741	5	66.21429364	-23.32071704	4773.670193	3295.402112	
6	0.987524	14.81285709	-0.144654555	6	1.387276518	-23.21783436	5.310245162	1.783848698	
7	0.987369	14.81053294	-0.1439462	7	0.53178223	-23.21778624	0.101509498	0.034099666	
8	0.987361	14.81041704	-0.14391087	8	0.449154479	-23.21779201	0.14144373	0.052181398	
9	0.987348	14.81022348	-0.143873935	9	0.082627751	-23.21775487	0.03307213	0.011109784	
10	0.987345	14.81017402	-0.143836789	10	64.8270194	-23.32291869	156.43544	107.9918927	
11	0.987413	14.81119779	-0.145953516	11	64.62957423	-23.3232335	1956.50666	1350.632934	
12	0.986025	14.79038239	-0.162273305	12	62.69137842	-23.32592454	3175.887859	2192.406918	
13	0.983703	14.75555165	-0.189679955	13	61.37082081	-23.32726566	1121.597132	774.2708249	
14	0.982866	14.74298691	-0.199597802	14	2.895395404	-23.27306605	11.0532116	4.077748986	
15	0.982709	14.74064052	-0.199148005	15	0.024266683	-23.27306307	0.000617478	0.0002278	
16	0.982708	14.74062488	-0.199145006	16	8.709902852	-23.26844906	201.6203857	67.72950241	
17	0.981185	14.71778054	-0.219522325	17	4.485000049	-23.26772974	35.73755436	12.00516885	
18	0.980105	14.70158056	-0.232348205	18	49.76552981	-23.34071304	1824.578997	1259.559466	
19	0.980022	14.70032372	-0.232106697	19	38.26829895	-23.35491553	901.738517	622.4960865	
20	0.979915	14.69872169	-0.231798799	20	4.641814475	-23.30481923	9.491780671	3.501706146	
21	0.97972	14.69579908	-0.230901124	21	4.641814475	-23.30481923	12.09867818	4.463442342	
22	0.979357	14.69035767	-0.24124504	22	4.641814475	-23.30481923	22.34320318	7.505659847	
23	0.978283	14.67424884	-0.254037926	23	33.62648649	-23.36183085	548.932721	378.9440776	
24	0.978158	14.67237675	-0.253462004	24	32.70077037	-23.36315195	766.2486832	528.9635494	
25	0.978085	14.67127319	-0.253249436	25	5.988549692	-23.3270101	18.46441294	6.202673882	
26	0.978031	14.67047163	-0.252875797	26	3.465579487	-23.32716751	6.222314993	2.295535412	
27	0.97719	14.65784336	-0.267086458	27	2.522970205	-23.32679388	7.916299343	2.659289702	
28	0.97718	14.65770295	-0.267059385	28	26.71222213	-23.37125451	637.4620225	440.0584059	
29	0.97644	14.64660429	-0.276042642	29	0.359209214	-23.34097742	0.082060204	0.030273637	
30	0.976336	14.64503268	-0.277298335	30	26.35301297	-23.3716672	430.8561939	297.432448	
31	0.976301	14.6445089	-0.277197258	31	7.799746722	-23.35205298	17.83341855	12.31092278	
32	0.976267	14.64400124	-0.277099286	32	3.270108265	-23.35108879	2.786681545	1.028062092	
33	0.976211	14.64316865	-0.278787929	33	0.884507162	-23.35101733	0.730555132	0.269516278	
34	0.976181	14.64272138	-0.278830409	34	4.529638458	-23.35274906	12.28361458	8.479733158	

35	0.976179	14.6426856	-0.27885901	35	4.529638458	-23.35274906	3.194963461	1.453632665
36	0.975998	14.63997744	-0.281326132	36	0.098144544	-23.35277704	0.005109404	0.003527169
37	0.975995	14.63991774	-0.281342515	37	18.5532669	-23.37991297	178.8534777	123.4677102
38	0.975492	14.63238488	-0.287385528	38	0.056583097	-23.35526054	0.005221715	0.002670367
39	0.975377	14.63065783	-0.286852667	39	18.4966838	-23.37998839	204.2961923	141.0315494
40	0.975348	14.63022545	-0.286719242	40	2.391737961	-23.36073669	6.80306909	2.285326866
41	0.975023	14.62534833	-0.293005408	41	0.609958081	-23.3606373	0.434369873	0.145916075
42	0.973873	14.60809197	-0.306806956	42	15.98014178	-23.38301571	163.5773266	112.9221428
43	0.973614	14.60421727	-0.309910424	43	13.29963645	-23.38625906	333.8734731	230.4824808
44	0.973319	14.59979132	-0.313457213	44	12.70765633	-23.38651686	71.63227641	49.44982486
45	0.981929	14.72893175	-0.195294483	45	9.632238474	-23.38737523	62.02167922	42.81535264
46	0.981606	14.72409364	-0.193811513	46	0	0	0	0

Cuadro 4.5.2.2: Resultados del flujo de cargas realizado a la red Salida 3 de los cardos

Cuadros 4.5.2.3 Resultados del flujo aproximado salida 3 de la estación Los Cardos

Tensión base en KV = 15								
Perdidas en kW = 29.614								
Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)	
1		1	15	1	65.5397148	0.402715842	2571.628303	1775.269132
2	0.998201956	14.97302934	2	64.84563936	0.402715842	8015.400624	5533.262055	
3	0.992537723	14.88806584	3	64.84312915	0	2132.492338	1472.12092	
4	0.991271904	14.86907855	4	0.044765564	0.402715842	0.002732861	0.000739989	
5	0.991269492	14.86904239	5	64.79836358	0	4571.69224	3155.97091	
6	0.988556333	14.828345	6	1.369742595	0.402715842	5.176860044	1.739041186	
7	0.988403348	14.82605022	7	0.525054049	0	0.098957124	0.033242257	
8	0.988396094	14.82594141	8	0.443471946	0.402715842	0.137887385	0.050869391	
9	0.988383353	14.8257503	9	0.081582103	0.402715842	0.032240376	0.010830376	
10	0.988380097	14.82570146	10	63.42862099	0.402715842	149.7592231	103.3831078	
11	0.988448139	14.82672208	11	63.23366068	0.402715842	1872.90345	1292.919229	
12	0.987090877	14.80636315	12	61.32254761	0.402715842	3038.714508	2097.712201	
13	0.984820142	14.77230213	13	60.02350951	0	1072.891478	740.647908	
14	0.984132151	14.76198227	14	2.84533274	0.402715842	10.67428625	3.937955908	
15	0.98397843	14.75967645	15	0.023847076	0.402715842	0.000596308	0.00021999	
16	0.983977405	14.75966108	16	8.55105953	0.402715842	194.3335029	65.28165	
17	0.982753254	14.7412988	17	4.402504987	0	34.43496437	11.56759518	
18	0.981868145	14.72802217	18	48.62711724	0	1742.057379	1202.592415	
19	0.981786054	14.72679082	19	37.34619502	0	858.8059133	592.8584728	
20	0.981681418	14.72522128	20	4.547679294	0.402715842	9.110701082	3.361118328	
21	0.981499905	14.72249858	21	4.547679294	0.402715842	11.61293589	4.284242376	
22	0.981255289	14.71882933	22	4.547679294	0	21.44615984	7.204319786	
23	0.980208085	14.70312128	23	32.79851573	0	522.2332463	360.5126607	
24	0.980086017	14.70129026	24	31.89190846	0.402715842	728.8107854	503.1190896	
25	0.980018424	14.70027637	25	5.857176644	0.402715842	17.66317748	5.933518168	
26	0.979961799	14.69942699	26	3.389631798	0	5.952581005	2.196025194	
27	0.979312854	14.6896928	27	2.467544846	0.402715842	7.572304569	2.54373296	
28	0.979304261	14.68956392	28	26.03473181	0	605.5367392	418.0194627	
29	0.978582679	14.67874019	29	0.351012229	0	0.078357784	0.028907741	
30	0.978480397	14.67720595	30	25.68371958	0.402715842	409.2490014	282.5163803	

31	0.978448375	14.67672562	31	7.614329637	0.402715842	16.99561758	11.73256463
32	0.978415334	14.67623001	32	3.192579641	0	2.656113068	0.979892791
33	0.978359089	14.67538633	33	0.863515185	0.402715842	0.696290142	0.256875244
34	0.978332587	14.6749888	34	4.421749996	0.402715842	11.70543266	8.080597515
35	0.978330258	14.67495387	35	4.421749996	0	3.044578565	1.3852111
36	0.978152453	14.6722868	36	0.095806675	0.402715842	0.004868884	0.003361131
37	0.978148569	14.67222854	37	18.06938995	0.402715842	169.6459849	117.1115126
38	0.977659526	14.66489288	38	0.055224808	0.402715842	0.004974028	0.002543701
39	0.977547225	14.66320837	39	18.01416514	0.402715842	193.7763658	133.76941
40	0.97751911	14.66278664	40	2.332829783	0.402715842	6.472078721	2.17413864
41	0.977202799	14.65804198	41	0.594921799	0.402715842	0.413218238	0.138810694
42	0.976083011	14.64124516	42	15.55958975	0.402715842	155.0808361	107.0567706
43	0.975831575	14.63747362	43	12.94603386	0.402715842	316.355838	218.3895524
44	0.975544385	14.63316578	44	12.36952033	0.402715842	67.87089068	46.85323188
45	0.983212233	14.74818349	45	9.375247958	0.402715842	58.75632084	40.56118164
46	0.982911176	14.74366764	46	0	0	0	0

Cuadro 4.5.2.3: Resultados del flujo de cargas aproximado realizado a la red Salida 3 de los cardos

4.5.3 Red correspondiente a la salida 5 de la estación Los Cardos

Los datos de la red ingresada se presentan el cuadro 4.5.3.1:

<i>Nini</i>	<i>Nfin</i>	<i>Conductor</i>	<i>Largo(Km)</i>	<i>PL (KW)</i>	<i>QL (KVar)</i>
1	2	70AL	3.571	77.65	33.08
2	3	70AL	1.378	30.59	13.03
3	4	70AL	0.071	0	0.00
4	5	240XLPE	0.305	0	0.00
5	6	70AL	0.135	28.59	12.18
6	7	70AL	0.614	0	0.00
7	8	35AL	0.105	0	0.00
8	9	35AL	0.18	49.2	20.96
8	10	35AL	0.367	25.91	11.04
7	11	70AL	0.221	59.06	25.16
11	12	35AL	0.6	32.61	13.89
11	13	70AL	0.445	154.47	65.80
7	14	70AL	0.633	0	0.00
14	48	70AL	0.183	0	0.00
14	15	70AL	0.237	11.22	4.78
15	16	70AL	0.277	0	0.00
16	17	70AL	0.07	0	0.00
17	18	35AL	0.582	17.89	7.62
16	19	50AL	0.185	8.21	3.50
19	20	50AL	0.592	60.4	25.73
20	21	35AL	0.235	59.64	25.41
16	22	70AL	1.099	0	0.00
22	49	35AL	0.099	45.93	19.57
22	23	70AL	0.502	0	0.00
23	24	70AL	1.289	0	0.00
24	25	70AL	0.17	0	0.00

25	26	70AL	0.128	0	0.00
26	27	35AL	0.163	2.11	0.90
25	28	70AL	0.407	0	0.00
28	29	70AL	0.388	19.36	8.25
29	30	70AL	2.22	0	0.00
28	31	3X70+50AL	0.192	2.92	1.24
31	32	3X70+50AL	0.98	0	0.00
32	33	35AL	0.099	45.76	19.49
33	34	35AL	0.099	72.15	30.74
32	35	3X70+50AL	0.07	29.17	12.43
35	36	3X70+50AL	0.302	3.28	1.40
36	37	3X70+50AL	0.335	0	0.00
37	38	35AL	0.137	41.72	17.77
38	39	35AL	0.423	7.2	3.07
37	40	3X70+50AL	0.466	70.74	30.14
40	41	35AL	0.262	54.98	23.42
41	42	35AL	0.308	107.07	45.61
42	43	35AL	0.458	59.51	25.35
43	44	35AL	0.354	82.93	35.33
44	45	35AL	0.227	41.75	17.79
45	46	35AL	0.806	61.71	26.29
46	47	35AL	0.361	0	0.00

Cuadro 4.5.3.1:Datos de la red Salida 5 estación Los Cardos

Los resultados obtenidos para el flujo exacto y aproximado se presentan a continuación en los Cuadros 4.5.3.2 y 4.5.3.3:

Cuadro 4.5.3.2 Resultados del flujo exacto correspondiente salida 5 de la estación Los Cardos

Nº. de Iteraciones = 6								
Tensión base en KV = 15								
Tiempo de iteración en seg. = 0.06								
Perdidas en kW = 41.3085								
Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	15	0	1	58.9485215	-23.44968124	19246.31023	13286.28263
2	0.985023355	14.77535032	-0.172049076	2	55.6505089	-23.46175399	6619.105384	4569.35921
3	0.979569429	14.69354144	-0.235965964	3	54.34402826	-23.4654051	325.217421	224.5069585
4	0.979295047	14.68942571	-0.239199689	4	54.34402826	-23.4654051	435.0614721	251.3088007
5	0.978941688	14.68412533	-0.241660774	5	54.34402826	-23.4654051	618.3711525	426.8794281
6	0.97841999	14.67629984	-0.24781794	6	53.12153147	-23.46871139	2687.332121	1855.142812
7	0.976100713	14.6415107	-0.275263502	7	3.219619557	-23.34891387	3.376620131	1.245702137
8	0.976057739	14.64086608	-0.275139082	8	2.10897461	-23.34891742	2.483699218	0.916285903
9	0.976009482	14.64014224	-0.274999354	9	1.110644946	-23.34890712	1.404430805	0.518122379
10	0.976005924	14.64008886	-0.274989052	10	10.55325443	-23.35270448	38.17481041	26.35317183
11	0.975934949	14.63902423	-0.277250718	11	1.398098178	-23.35085998	3.638399492	1.342277736
12	0.975828313	14.6374247	-0.276941914	12	6.623336071	-23.35368087	30.27787506	20.90168977

13	0.975725466	14.635882	-0.279762799	13	39.34869619	-23.50962639	1520.114148	1049.378607
14	0.97432949	14.61494236	-0.296235956	14	0	0	0	0
15	0.973666365	14.60499547	-0.304107834	15	39.34869619	-23.50962639	569.1422641	392.8953076
16	0.972900834	14.59351251	-0.313207633	16	38.86659099	-23.51125878	648.9996567	448.0231673
17	0.972897006	14.59345509	-0.313253678	17	0.76935923	-23.3870064	0.064264062	0.044363334
18	0.972840086	14.59260129	-0.31308833	18	0.76935923	-23.3870064	1.068722898	0.394273074
19	0.97280524	14.5920786	-0.3136023	19	5.517309391	-23.38852365	12.22999379	6.254377261
20	0.972518915	14.58778373	-0.314784854	20	5.164225794	-23.38859225	34.28719704	17.53435605
21	0.972442265	14.58663398	-0.314562104	21	2.565866721	-23.38848017	4.799763549	1.77072797
22	0.97035482	14.5553223	-0.343512491	22	32.57993963	-23.53497773	1809.29774	1249.010374
23	0.969262598	14.53893898	-0.356553929	23	1.980328865	-23.41735797	1.204463442	0.444350453
24	0.966458299	14.49687449	-0.390175824	24	30.59961521	-23.54258977	729.0334333	503.2727898
25	0.966088479	14.49132718	-0.394624622	25	30.59961521	-23.54258977	1871.96035	1292.268179
26	0.966087648	14.49131471	-0.394634692	26	30.59961521	-23.54258977	246.883832	170.4310244
27	0.966085754	14.49128631	-0.394629153	27	0.091374931	-23.46854722	0.001657585	0.001144279
28	0.965205752	14.47808628	-0.40525734	28	0.091374931	-23.46854722	0.004222071	0.001557606
29	0.96518261	14.47773915	-0.405537939	29	30.50824035	-23.54281153	587.5441757	405.5986776
30	0.96518261	14.47773915	-0.405537939	30	0.83918198	-23.47945601	0.423794995	0.292557899
31	0.964784306	14.47176459	-0.412432868	31	0	0	0	0
32	0.962642589	14.43963883	-0.448998196	32	29.6690589	-23.54460353	262.1323181	213.3057373
33	0.962578092	14.43867138	-0.448808849	33	29.54243588	-23.54485321	1326.570931	1079.474644
34	0.962538626	14.43807939	-0.448692973	34	5.124905332	-23.52265601	8.066602979	2.975929829
35	0.962516156	14.43774235	-0.451161394	35	3.136017331	-23.52261104	3.020479522	1.114314803
36	0.961999027	14.4299854	-0.460014637	36	24.41753101	-23.5495121	64.73115164	52.6738791
37	0.96142895	14.42143426	-0.469785748	37	23.14962037	-23.55085028	251.018938	204.2624124
38	0.961391876	14.42087813	-0.469676764	38	23.00697441	-23.55095517	275.0271851	223.7987172
39	0.961375027	14.42062541	-0.469627235	39	2.12886149	-23.54358754	1.926190213	0.710609773
40	0.960709364	14.41064045	-0.482136108	40	0.313328533	-23.5435453	0.128832089	0.047528713
41	0.960116608	14.40174913	-0.480394436	41	20.87811294	-23.55170642	315.0505193	256.367028
42	0.959513583	14.39270375	-0.478620705	42	17.7975271	-23.55095386	257.4568254	94.98092922
43	0.958888681	14.38333022	-0.476780869	43	15.40177963	-23.55043143	226.6607491	83.61964587
44	0.958522521	14.37783781	-0.475701849	44	10.73328396	-23.54951483	163.6871208	60.38742536
45	0.958392173	14.3758826	-0.475317587	45	8.136821533	-23.54913698	72.71041712	26.82431499
46	0.958116086	14.3717413	-0.474503439	46	4.517146109	-23.54874999	14.36937658	5.301148018
47	0.958116086	14.3717413	-0.474503439	47	2.694621059	-23.54842151	18.15575166	6.698016883
48	0.97432949	14.61494236	-0.296235956	48	0	0	0	0
49	0.970329898	14.55494847	-0.343439904	49	0	0	0	0

Cuadro 4.5.3.2: Resultados del flujo de cargas realizado a la red Salida 5 de los cardos

Cuadro 4.5.3.3. Resultados del flujo aproximado correspondiente salida 5 de la estación Los Cardos

Tensión base en KV = 15 Perdidas en kW = 38.5205 Potencia Base en MVA = 100							
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	15	1	57.05433932	0.402715842	18029.30598	12446.14953
2	0.985519385	14.78279077	2	53.80569813	0.402715842	6187.533409	4271.432638
3	0.980249684	14.70374526	3	52.52590503	0	303.8206124	209.7361249
4	0.98002705	14.70040575	4	52.52590503	0	406.4377686	234.7746117
5	0.97972922	14.6959383	5	52.52590503	0.402715842	577.6870799	398.7940403
6	0.979225237	14.68837855	6	51.32978589	0	2509.106378	1732.108445
7	0.977343765	14.66015648	7	3.142375269	0	3.216541717	1.186646035
8	0.977304367	14.6595655	8	2.058379221	0.402715842	2.365958246	0.872848922
9	0.977257268	14.65885902	9	1.083996049	0.402715842	1.337843323	0.493556936
10	0.977253795	14.65880692	10	10.29775328	0.402715842	36.34871284	25.09256405
11	0.977182015	14.65773023	11	1.364303788	0.402715842	3.464632806	1.278171759
12	0.977077957	14.65616936	12	6.462557687	0.402715842	28.82575389	19.89924867
13	0.976977619	14.65466429	13	37.88965734	0	1409.473332	973.0000623
14	0.975911959	14.63867938	14	0	0.402715842	0	0
15	0.975375879	14.63063819	15	37.88965734	0	527.7175035	364.2986015
16	0.974757085	14.62135628	16	37.42024647	0	601.5958812	415.2989748
17	0.974753361	14.62130042	17	0.748463501	0.402715842	0.060820655	0.041986251
18	0.974697987	14.62046981	18	0.748463501	0.402715842	1.011458413	0.37314707
19	0.97466412	14.6199618	19	5.365592176	0.402715842	11.56663097	5.915135772
20	0.974385675	14.61578513	20	5.022110602	0.402715842	32.42605269	16.58257315
21	0.974315659	14.61473489	21	2.49515725	0	4.538867419	1.674478213
22	0.972703145	14.59054717	22	31.30619079	0	1670.590262	1153.256605
23	0.971822535	14.57733802	23	1.921572309	0	1.134050647	0.418373776
24	0.969561366	14.54342049	24	29.38461848	0	672.2884154	464.1000686
25	0.969206326	14.53809489	25	29.38461848	0	1726.254517	1191.683244
26	0.969205652	14.53808477	26	29.38461848	0.402715842	227.6673917	157.1653619
27	0.969203823	14.53805734	27	0.088276019	0	0.00154706	0.00106798
28	0.96849451	14.52741765	28	0.088276019	0.402715842	0.00394055	0.001453747
29	0.968472174	14.52708261	29	29.29634246	0	541.792532	374.0149994
30	0.968472174	14.52708261	30	0.809963856	0.402715842	0.394797871	0.272540348
31	0.96808999	14.52134985	31	0	0	0	0
32	0.966034104	14.49051156	32	28.48637861	0.402715842	241.6503958	196.6389197
33	0.965972023	14.48958035	33	28.36421464	0.402715842	1222.867491	995.0877242
34	0.965934035	14.48901053	34	4.932997843	0.402715842	7.473789103	2.757229033
35	0.965936188	14.48904282	35	3.01853782	0.402715842	2.798415714	1.03239106
36	0.965440083	14.48160125	36	23.43121679	0	59.6073099	48.50443961
37	0.964893168	14.47339751	37	22.2108322	0.402715842	231.0725745	188.0313967
38	0.964857524	14.47286286	38	22.07360692	0.402715842	253.1647374	206.0085204
39	0.964841327	14.4726199	39	2.046664867	0.402715842	1.78031901	0.656794993
40	0.964202924	14.46304385	40	0.301226227	0.402715842	0.119072021	0.04392803
41	0.963634488	14.45451732	41	20.02694205	0.402715842	289.8858367	235.8896934
42	0.96305631	14.44584465	42	17.06739437	0.402715842	236.766106	87.34771245
43	0.962457351	14.43686026	43	14.76719743	0.402715842	208.3678314	76.87102568
44	0.962106438	14.43159657	44	10.28771241	0.402715842	150.378899	55.47775841
45	0.961989113	14.4298367	45	7.797993962	0.402715842	66.78098862	24.63683121
46	0.961740638	14.42610957	46	4.32845354	0	13.19396023	4.867513613
47	0.961740638	14.42610957	47	2.581759791	0	16.66673384	6.148688676

48	0.975911959	14.63867938	48	0	0.402715842	0	0
49	0.972680429	14.59020644	49	0	0	0	0

Cuadro 4.5.3.3 Resultados del flujo de cargas aproximado realizado a la Salida 5 de los cardos

4.5.4 Red correspondiente a la estación Minas.

Cuadro 4.5.4.1 datos de la red de Minas:

<i>Rama</i>	<i>Nini</i>	<i>Nfin</i>	<i>Conductor</i>	<i>Largo(Km)</i>	<i>PL(kW)</i>	<i>QL(kW)</i>
1	1	2	500XLPE	0.06	9876.24	5860.22
2	2	3	95Cu	4.6	4190.05	1784.95
3	2	4	95ALAL	51	1661.52	707.80
4	2	5	50ALAL	5.46	3276.09	777.12
5	5	6	95/15ACSR	6.6	1040.52	443.26

Cuadro 4.5.4.1: Topología y carga de la red de Minas

Luego de correr el programa de flujo de carga exacto y aproximado para esta red, los resultados fueron los siguientes (cuadros 4.5.4.2 y 4.5.4.3):

Cuadro 4.5.4.2 Resultados del flujo exacto correspondiente a la estación Minas.

Nº. de Iteraciones = 6 Tensión base en KV = 32.2 Tiempo de iteración en seg. = 0.01 Perdidas en kW = 171,2394 Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	32.2	0	1	402.276063	-25.70403343	2339.033445	2912.868549
2	0.999849753	32.19516206	-0.004112543	2	82.2446702	-23.40447028	19005.19747	36498.19357
3	0.992903196	31.97148291	-0.330552213	3	33.9900955	-24.20234292	67347.45308	69115.10276
4	0.952683959	30.67642348	-1.128424853	4	82.1079755	-16.09978268	79939.81925	45717.75821
5	0.980321058	31.56633807	-0.281873937	5	20.7535836	-23.45718429	2607.887595	3293.54542
6	0.977131485	31.46363381	-0.383266221	6	0	0	0	0

Cuadro 4.5.4.2:Resultados del flujo radial completo para la red de minas

Cuadro 4.5.4.3 Resultados del flujo aproximado correspondiente a la estación Minas.

Tensión base en KV = 32.2							
Perdidas en kW = 161.352							
Potencia Base en MVA = 100							
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	32.2	1	398286.2663	0.535526654	2292.866204	2855.375099
2	0.999845635	32.19502945	2	81660.99584	0.402715842	18736.402332	35981.990727
3	0.992964489	31.97345654	3	32381.81945	0.402715842	61125.003970	62729.334783
4	0.955094925	30.7540566	4	80431.10345	0.232905056	76707.976743	43869.460384
5	0.980950001	31.58659002	5	20278.97995	0.402715842	2489.974406	3144.630855
6	0.977834868	31.48628275	6	0	0	0	0

Cuadros 5.4.4.3: Resultados del flujo radial aproximado para la red de minas

4.5.5 Red de baja Tensión correspondiente a la estación Durazno.

Los datos de la red de Durazno se presentan en el cuadro 4.5.5.1:

Rama	Nini	Nfin	R (ohm/m)	X (ohm/m)	Y (ohm ⁻¹ /m)	L(m)	PL (kW)	QL (kVAR)
1	1	2	0,00016	0,00018	0	12	0,00	0,00
2	2	3	0,00016	0,00018	0	15	0,00	0,00
3	3	4	0,00016	0,00018	0	12	0,00	0,00
4	4	5	0,00016	0,00018	0	15	0,00	0,00
5	5	6	0,000359	0,0001	0	35	0,00	0,00
6	6	7	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
7	7	8	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
8	8	9	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
9	9	10	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
10	10	11	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
11	11	12	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
12	12	13	0,000359	0,0001	0	8	1,10	0,30
13	13	14	0,000359	0,0001	0	15	0,00	0,00
14	14	15	0,000345	0,0001	0	30	1,10	0,30
15	15	16	0,000345	0,0001	0	19	1,10	0,30
16	16	17	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
17	17	18	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
18	5	19	0,000359	0,0001	0	15	0,00	0,00
19	19	20	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
20	20	21	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
21	21	22	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
22	22	23	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
23	23	24	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
24	24	25	0,000359	0,0001	0	20	0,00	0,00
25	25	26	0,000359	0,0001	0	34	0,00	0,00
26	26	27	0,000345	0,0001	0	7	1,10	0,30

27	27	28	0,000345	0,0001	0	7	1,10	0,30
28	28	29	0,000345	0,0001	0	7	1,10	0,30
29	29	30	0,000345	0,0001	0	7	1,10	0,30
30	30	31	0,000345	0,0001	0	6	1,10	0,30
31	31	32	0,000345	0,0001	0	6	1,10	0,30
32	32	33	0,000345	0,0001	0	11	0,00	0,00
33	26	34	0,000345	0,0001	0	27	1,10	0,30
34	34	35	0,000345	0,0001	0	11	1,10	0,30
35	35	36	0,000345	0,0001	0	11	1,10	0,30
36	36	37	0,000345	0,0001	0	11	1,10	0,30
37	37	38	0,000345	0,0001	0	20	0,00	0,00
38	25	39	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
39	39	40	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
40	40	41	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
41	41	42	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
42	19	43	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
43	43	44	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
44	44	45	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
45	45	46	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
46	46	47	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
47	47	48	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
48	48	49	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
49	49	50	0,000345	0,0001	0	24	1,10	0,30
50	50	51	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
51	51	52	0,000345	0,0001	0	10	0,00	0,00
52	19	53	0,000359	0,0001	0	34	0,00	0,00
53	53	54	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
54	53	55	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
55	55	56	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
56	56	57	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
57	57	58	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
58	58	59	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
59	59	60	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
60	60	61	0,000359	0,0001	0	12	0,00	0,00
61	61	62	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
62	62	63	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
63	63	64	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
64	64	65	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
65	65	66	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
66	66	67	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
67	67	68	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
68	68	69	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
69	69	70	0,000359	0,0001	0	12	1,10	0,30
70	70	71	0,000345	0,0001	0	20	0,00	0,00
71	6	72	0,000345	0,0001	0	54	1,10	0,30
72	72	73	0,000345	0,0001	0	18	1,10	0,30
73	73	74	0,000345	0,0001	0	27	0,00	0,00

74	14	75	0,000345	0,0001	0	33	0,00	0,00
75	75	76	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
76	76	77	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
77	77	78	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
78	78	79	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
79	79	80	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
80	80	81	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
81	81	82	0,000345	0,0001	0	17	1,10	0,30
82	75	83	0,000345	0,0001	0	36	0,00	0,00
83	83	84	0,000345	0,0001	0	13	1,10	0,30
84	84	85	0,000345	0,0001	0	13	1,10	0,30
85	85	86	0,000345	0,0001	0	14	1,10	0,30
86	83	87	0,000345	0,0001	0	18	1,10	0,30
87	87	88	0,000345	0,0001	0	18	1,10	0,30
88	88	89	0,000345	0,0001	0	18	0,00	0,00
89	2	90	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
90	90	91	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
91	91	92	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
92	92	93	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
93	93	94	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
94	94	95	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
95	95	96	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
96	3	97	0,000345	0,0001	0	12	1,10	0,30
97	97	98	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
98	98	99	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
99	99	100	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
100	100	101	0,000345	0,0001	0	24	1,10	0,30
101	4	102	0,000345	0,0001	0	10	1,10	0,30
102	102	103	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
103	103	104	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
104	104	105	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
105	105	106	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30
106	106	107	0,000345	0,0001	0	8	1,10	0,30

Cuadro 4.5.5.1.Datos de la red de BT de durazno

Cuadros 5.2.Resultados del flujo exacto correspondiente a la red de Durazno

Nº. de Iteraciones = 5 Tensión base en KV = 0.4 Tiempo de iteración en seg. = 0.03 Perdidas en kW = 0.99222 Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	0.4	0	1	144.7932788	-15.44663324	120.7589391	135.8538065
2	0.998479484	0.399391794	-0.056506629	2	133.2352646	-15.46006803	127.8117773	143.7882494
3	0.996731495	0.398692598	-0.121691234	3	124.9710482	-15.46635273	89.95831426	101.2031035
4	0.995420598	0.398168239	-0.170746367	4	115.0387895	-15.47107131	95.28424632	107.1947771
5	0.993913033	0.397565213	-0.227344778	5	41.69052603	-15.46928924	65.51767801	18.25004958
6	0.991558415	0.396623366	-0.228112551	6	38.36794241	-15.46899925	12.68360502	3.533037611
7	0.991063109	0.396425243	-0.228274666	7	36.70740091	-15.4683481	11.60948516	3.233839876
8	0.990589239	0.396235696	-0.228430228	8	35.04606507	-15.46762751	10.58240105	2.947744024
9	0.990136817	0.396054727	-0.228579217	9	33.38397012	-15.46682741	9.602441195	2.674774706
10	0.989705851	0.39588234	-0.228721615	10	31.72115142	-15.4659356	8.669690151	2.414955474
11	0.989296351	0.39571854	-0.228857405	11	30.05764444	-15.46493716	7.7842285	2.168308774
12	0.988908326	0.39556333	-0.228986569	12	28.39348475	-15.46381371	6.946132835	1.934855943
13	0.988541784	0.395416714	-0.229109092	13	26.72870802	-15.46254223	11.54151701	3.214907246
14	0.987894814	0.395157926	-0.229326407	14	6.674797471	-15.46553736	5.393131121	0.400976292
15	0.98674682	0.394698728	-0.216388156	15	5.00699229	-15.46354895	1.921989387	0.142898839
16	0.986201439	0.394480576	-0.210231934	16	3.338264782	-15.46264833	0.449660874	0.033432035
17	0.986010064	0.394404026	-0.208070242	17	1.669213389	-15.46210778	0.112426129	0.00835882
18	0.985914372	0.394365749	-0.206989082	18	73.34826355	-15.47208422	86.91337926	24.20985495
19	0.992137633	0.396855053	-0.227918345	19	31.65250084	-15.47554691	12.94830758	3.606770913
20	0.991524711	0.396609885	-0.228114694	20	29.99273236	-15.47512155	11.62596507	3.238430381
21	0.99094393	0.396377572	-0.228301221	21	28.33199112	-15.47463513	10.37411704	2.889726196
22	0.990395308	0.396158123	-0.22847789	22	26.67032993	-15.47407679	9.192925187	2.560703395
23	0.989878862	0.395951545	-0.228644667	23	25.00780181	-15.47343283	8.082542313	2.251404544
24	0.989394609	0.395757844	-0.228801521	24	23.34445997	-15.47268558	11.7385205	3.269782869
25	0.988641203	0.395456481	-0.229046432	25	16.6811943	-15.47132434	10.18940683	2.838274883
26	0.987725992	0.395090397	-0.229345705	26	10.00711734	-15.47310251	2.828522016	0.210299035
27	0.987324402	0.394929761	-0.224819193	27	8.340287823	-15.47173644	1.964733526	0.146076842
28	0.986989706	0.394795883	-0.221044286	28	6.672893063	-15.47063035	1.257679289	0.093507754
29	0.986721925	0.39468877	-0.218022516	29	5.005045794	-15.46979365	0.707550904	0.052606015
30	0.986521075	0.39460843	-0.215755112	30	3.336858958	-15.46925365	0.269569337	0.02004233
31	0.986406299	0.39456252	-0.214459038	31	1.668478016	-15.46892958	0.067396255	0.005010874
32	0.986348909	0.394539564	-0.213810888	32	0	0	0	0
33	0.986348909	0.394539564	-0.213810888	33	6.674076975	-15.46865816	4.852770196	0.360800758
34	0.986692917	0.394677167	-0.217698653	34	5.006180676	-15.46727245	1.112369988	0.082704088
35	0.986377223	0.394550889	-0.214134966	35	3.337750555	-15.46628212	0.494474588	0.03676391
36	0.986166743	0.394466697	-0.211757906	36	1.668964335	-15.46568769	0.123631841	0.009191958
37	0.986061497	0.394424599	-0.210568996	37	0	0	0	0
38	0.986061497	0.394424599	-0.210568996	38	6.663265686	-15.47609337	1.791504073	0.133197329
39	0.988259208	0.395303683	-0.224743533	39	4.998012832	-15.47483765	1.007948337	0.074940397
40	0.987972681	0.395189073	-0.221514175	40	3.332277027	-15.47394026	0.448049232	0.033312211
41	0.98778165	0.39511266	-0.219360229	41	1.666219077	-15.47340164	0.112023141	0.008328858
42	0.98768613	0.395074452	-0.218282943	42	14.98430098	-15.44169363	10.87170754	0.808305393
43	0.991106696	0.396442678	-0.216374721	43	13.32383271	-15.43797986	8.595737169	0.639088265

44	0.990190023	0.396076009	-0.206093539	44	11.66182716	-15.43466886	6.585033459	0.489593566
45	0.989387713	0.395755085	-0.197081876	45	9.998473795	-15.43175227	4.840522135	0.359890122
46	0.98869985	0.39547994	-0.18934595	46	8.333963153	-15.42921327	3.363008284	0.250037791
47	0.98812651	0.395250604	-0.182891118	47	6.668486688	-15.42701631	2.153175166	0.160087373
48	0.987667753	0.395067101	-0.177721855	48	5.00223662	-15.42507624	1.211583214	0.090080536
49	0.987323628	0.394929451	-0.173841756	49	3.335405787	-15.42313515	1.077338392	0.080099509
50	0.986864718	0.394745887	-0.16866408	50	1.667799843	-15.42248761	0.134682957	0.010013603
51	0.986749986	0.394699994	-0.167368909	51	0	0	0	0
52	0.986749986	0.394699994	-0.167368909	52	26.71146458	-15.48502918	26.12702868	7.277723867
53	0.99067211	0.396268844	-0.228374201	53	1.661250876	-15.48350297	0.035667067	0.009935116
54	0.990639942	0.396255977	-0.228384272	54	25.0502137	-15.48513039	8.109980682	2.259047544
55	0.990187036	0.396074814	-0.228525333	55	23.38820298	-15.48523601	7.069531892	1.969228939
56	0.989734145	0.395893658	-0.228666523	56	21.72543174	-15.48534705	6.100055424	1.699179784
57	0.989313452	0.395725381	-0.228797744	57	20.06195343	-15.48546567	5.201677051	1.448935112
58	0.98892497	0.395569988	-0.22891897	58	18.39782165	-15.48559484	44.10967751	12.28681825
59	0.985332712	0.394133085	-0.230043995	59	16.7276229	-15.48563799	3.616307964	1.007328124
60	0.985008797	0.394003519	-0.230145828	60	15.0568749	-15.48567943	2.929993343	0.816154135
61	0.984717235	0.393886894	-0.230237535	61	15.0568749	-15.48567943	2.929993343	0.816154135
62	0.984425672	0.393770269	-0.230329297	62	13.38513724	-15.48570834	2.315488382	0.644982836
63	0.984166481	0.393666593	-0.230410908	63	11.71295931	-15.48573385	1.773087706	0.493896297
64	0.983939671	0.393575868	-0.230482353	64	10.04039592	-15.48575598	1.302862627	0.362914381
65	0.983745247	0.393498099	-0.230543618	65	8.367501974	-15.4857747	0.904875014	0.252054321
66	0.983583218	0.393433287	-0.230594691	66	6.694332445	-15.48579003	0.579177259	0.161330713
67	0.983453589	0.393381436	-0.230635561	67	5.020942374	-15.48580195	0.325812261	0.090755504
68	0.983356363	0.393342545	-0.23066622	68	3.347386853	-15.48581047	0.144813404	0.040337995
69	0.983291544	0.393316618	-0.230686664	69	1.67372101	-15.48581558	0.036204544	0.010084831
70	0.983259134	0.393303654	-0.230696886	70	0	0	0	0
71	0.983259134	0.393303654	-0.230696886	71	3.322583623	-15.47263799	2.004508458	0.149034086
72	0.99070126	0.396280504	-0.218483306	72	1.661435569	-15.47167415	0.200485539	0.014905988
73	0.990529817	0.396211927	-0.216555457	73	0	0	0	0
74	0.990529817	0.396211927	-0.216555457	74	20.05391056	-15.46154533	14.2931447	3.981377355
75	0.986826921	0.394730768	-0.22968681	75	11.69652231	-15.46305852	5.520228384	0.410425902
76	0.986156349	0.39446254	-0.222126806	76	10.02771856	-15.46069754	4.057399878	0.301665418
77	0.985581461	0.394232584	-0.215638614	77	8.357941369	-15.45868776	2.818656672	0.209565552
78	0.985102307	0.394040923	-0.210226002	78	6.687351984	-15.45702477	1.804479299	0.13416203
79	0.98471893	0.393887572	-0.20589212	79	5.016112187	-15.45569672	1.015261742	0.075484144
80	0.984431366	0.393772546	-0.202639493	80	3.344384196	-15.45466628	0.451310943	0.033554717
81	0.98423964	0.393695856	-0.200470018	81	1.672330559	-15.453744	0.191838916	0.014263116
82	0.98407666	0.393630664	-0.198625301	82	8.357388264	-15.45942755	10.14582104	0.754336137
83	0.985102044	0.394040818	-0.210225994	83	5.014745516	-15.45873359	1.319121166	0.098075923
84	0.984728311	0.393891325	-0.206000498	84	3.343521636	-15.45754116	0.586401628	0.043598634
85	0.984479132	0.393791653	-0.203181718	85	1.671874755	-15.45678202	0.157898882	0.011739694
86	0.984344949	0.39373798	-0.201663322	86	3.34264275	-15.46046866	0.811513914	0.060335607
87	0.984757116	0.393902846	-0.20632565	87	1.671467752	-15.45949315	0.202914017	0.015086544
88	0.984584637	0.393833855	-0.204374453	88	0	0	0	0
89	0.984584637	0.393833855	-0.204374453	89	11.55806012	-15.29176386	6.468367451	0.480919513
90	0.99768433	0.399073732	-0.047644098	90	9.908538933	-15.28993282	3.169222761	0.235629945
91	0.99722989	0.398891956	-0.042573449	91	8.258266042	-15.28838225	2.201462365	0.163677499
92	0.996851141	0.398740456	-0.038344376	92	6.607366127	-15.28711276	1.409257229	0.104777489
93	0.99654811	0.398619244	-0.034958803	93	4.955964201	-15.28612487	0.79284784	0.058947795
94	0.996320818	0.398528327	-0.032418272	94	3.304185535	-15.28541895	0.352421485	0.026202341
95	0.996169281	0.398467712	-0.030723941	95	1.652155601	-15.28499528	0.088112073	0.006551084
96	0.99609351	0.398437404	-0.029876582	96	8.264228493	-15.36503117	3.306963622	0.245870901

97	0.996162958	0.398465183	-0.115340069	97	6.612188082	-15.3636751	1.411314888	0.104930475
98	0.995859705	0.398343882	-0.111949815	98	4.959644598	-15.36254442	0.794025846	0.059035379
99	0.995632244	0.398252898	-0.10940577	99	3.306723573	-15.36155466	0.352963103	0.02624261
100	0.99548059	0.398192236	-0.107709093	100	1.653550737	-15.36028181	0.264782837	0.019686456
101	0.995253084	0.398101234	-0.105163109	101	9.932263579	-15.41170062	3.980521843	0.295949579
102	0.994851186	0.397940474	-0.164378452	102	8.278044862	-15.41014263	2.212020143	0.164462464
103	0.99447153	0.397788612	-0.160129124	103	6.623194608	-15.40886706	1.416017296	0.105280096
104	0.994167773	0.397667109	-0.156727324	104	4.967838728	-15.40787443	0.79665173	0.059230612
105	0.993939936	0.397575974	-0.15417461	105	3.312103396	-15.40716512	0.354112533	0.026328069
106	0.993788036	0.397515214	-0.15247215	106	1.656114984	-15.40673942	0.0885349	0.00658252
107	0.993712083	0.397484833	-0.151620725	107	0	0	0	0

Cuadro 4.5.5.2: Resultados del flujo exacto para la red de durazno

Cuadros 4.5.5.3. Resultados del flujo aproximado correspondiente a la red de Durazno.

Tensión base en KV = 0.4 Perdidas en kW = 0.96715 Potencia Base en MVA = 100							
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	0.4	1	143.176028	0	118.0764	132.83595
2	0.998809657	0.399523863	2	131.6561177	0	124.8	140.4
3	0.997441446	0.398976579	3	123.4276104	0	87.75	98.71875
4	0.996415288	0.398566115	4	113.5534015	0	92.8395	104.4444375
5	0.995235207	0.398094083	5	41.14253679	0	63.80664063	17.7734375
6	0.992996722	0.397198689	6	37.85113384	0.266252049	12.344215	3.4385
7	0.992508087	0.397003235	7	36.20543237	0.266252049	11.29414	3.146
8	0.992040697	0.396816279	8	34.5597309	0.266252049	10.290735	2.8665
9	0.991594552	0.396637821	9	32.91402943	0.266252049	9.334	2.6
10	0.991169652	0.396467861	10	31.26832796	0.266252049	8.423935	2.3465
11	0.990765997	0.396306399	11	29.62262649	0.266252049	7.56054	2.106
12	0.990383587	0.396153435	12	27.97692502	0.266252049	6.743815	1.8785
13	0.990022422	0.396008969	13	26.33122354	0	11.2008	3.12
14	0.989408437	0.395763375	14	6.582805886	0.266252049	5.2455	0.39
15	0.988276312	0.395310525	15	4.937104415	0.266252049	1.868709375	0.1389375
16	0.987738553	0.395095421	16	3.291402943	0.266252049	0.437125	0.0325
17	0.987549866	0.395019946	17	1.645701472	0.266252049	0.10928125	0.008125
18	0.987455522	0.394982209	18	72.41086475	0	84.70605	23.595
19	0.99354675	0.3974187	19	31.26832796	0.266252049	12.6359025	3.51975
20	0.992941267	0.397176507	20	29.62262649	0.266252049	11.34081	3.159
21	0.992367652	0.396947061	21	27.97692502	0.266252049	10.1157225	2.81775
22	0.991825905	0.396730362	22	26.33122354	0.266252049	8.96064	2.496
23	0.991316025	0.39652641	23	24.68552207	0.266252049	7.8755625	2.19375
24	0.990838012	0.396335205	24	23.0398206	0	11.43415	3.185
25	0.990121697	0.396048679	25	16.45701472	0	9.917375	2.7625
26	0.989251886	0.395700754	26	9.874208829	0.266252049	2.7538875	0.20475
27	0.988855642	0.395542257	27	8.228507358	0.266252049	1.912421875	0.1421875
28	0.988525439	0.395410175	28	6.582805886	0.266252049	1.22395	0.091
29	0.988261276	0.39530451	29	4.937104415	0.266252049	0.688471875	0.0511875
30	0.988063154	0.395225262	30	3.291402943	0.266252049	0.262275	0.0195

31	0.987949942	0.395179977	31	1.645701472	0.266252049	0.06556875	0.004875
32	0.987893336	0.395157334	32	0	0	0	0
33	0.987893336	0.395157334	33	6.582805886	0.266252049	4.72095	0.351
34	0.988232973	0.395293189	34	4.937104415	0.266252049	1.081884375	0.0804375
35	0.987921639	0.395168655	35	3.291402943	0.266252049	0.4808375	0.03575
36	0.987714082	0.395085633	36	1.645701472	0.266252049	0.120209375	0.0089375
37	0.987610304	0.395044122	37	0	0	0	0
38	0.987610304	0.395044122	38	6.582805886	0.266252049	1.7485	0.13
39	0.989744322	0.395897729	39	4.937104415	0.266252049	0.98353125	0.073125
40	0.989461291	0.395784516	40	3.291402943	0.266252049	0.437125	0.0325
41	0.989272603	0.395709041	41	1.645701472	0.266252049	0.10928125	0.008125
42	0.989178259	0.395671304	42	14.81131324	0.266252049	10.6221375	0.78975
43	0.992527837	0.397011135	43	13.16561177	0.266252049	8.3928	0.624
44	0.991622137	0.396648855	44	11.5199103	0.266252049	6.4257375	0.47775
45	0.99082965	0.39633186	45	9.874208829	0.266252049	4.72095	0.351
46	0.990150375	0.39606015	46	8.228507358	0.266252049	3.2784375	0.24375
47	0.989584312	0.395833725	47	6.582805886	0.266252049	2.0982	0.156
48	0.989131462	0.395652585	48	4.937104415	0.266252049	1.1802375	0.08775
49	0.988791825	0.39551673	49	3.291402943	0.266252049	1.0491	0.078
50	0.988338975	0.39533559	50	1.645701472	0.266252049	0.1311375	0.00975
51	0.988225762	0.395290305	51	0	0	0	0
52	0.988225762	0.395290305	52	26.33122354	0	25.38848	7.072
53	0.992155051	0.396862021	53	1.645701472	0.266252049	0.0350025	0.00975
54	0.992123184	0.396849274	54	24.68552207	0.266252049	7.8755625	2.19375
55	0.991677039	0.396670816	55	23.0398206	0.266252049	6.86049	1.911
56	0.991230894	0.396492358	56	21.39411913	0.266252049	5.9154225	1.64775
57	0.990816616	0.396326647	57	19.74841766	0.266252049	5.04036	1.404
58	0.990434206	0.396173683	58	18.10271619	0.266252049	42.70596688	11.8958125
59	0.98689957	0.394759828	59	16.45701472	0.266252049	3.50025	0.975
60	0.986580895	0.394632358	60	14.81131324	0	2.8352025	0.78975
61	0.986304602	0.394521841	61	14.81131324	0.266252049	2.8352025	0.78975
62	0.986017794	0.394407118	62	13.16561177	0.266252049	2.24016	0.624
63	0.985762854	0.394305142	63	11.5199103	0.266252049	1.7151225	0.47775
64	0.985539782	0.394215913	64	9.874208829	0.266252049	1.26009	0.351
65	0.985348577	0.394139431	65	8.228507358	0.266252049	0.8750625	0.24375
66	0.985189239	0.394075696	66	6.582805886	0.266252049	0.56004	0.156
67	0.985061769	0.394024708	67	4.937104415	0.266252049	0.3150225	0.08775
68	0.984966167	0.393986467	68	3.291402943	0.266252049	0.14001	0.039
69	0.984902432	0.393960973	69	1.645701472	0.266252049	0.0350025	0.00975
70	0.984870564	0.393948226	70	0	0	0	0
71	0.984870564	0.393948226	71	3.291402943	0.266252049	1.9670625	0.14625
72	0.992147628	0.396859051	72	1.645701472	0.266252049	0.19670625	0.014625
73	0.991977809	0.396791124	73	0	0	0	0
74	0.991977809	0.396791124	74	19.74841766	0	13.86099	3.861
75	0.988395363	0.395358145	75	11.5199103	0.266252049	5.35478125	0.398125
76	0.987734957	0.395093983	76	9.874208829	0.266252049	3.934125	0.2925
77	0.987168894	0.394867558	77	8.228507358	0.266252049	2.73203125	0.203125
78	0.986697176	0.39467887	78	6.582805886	0.266252049	1.7485	0.13
79	0.986319801	0.39452792	79	4.937104415	0.266252049	0.98353125	0.073125
80	0.986036769	0.394414708	80	3.291402943	0.266252049	0.437125	0.0325
81	0.985848082	0.394339233	81	1.645701472	0.266252049	0.185778125	0.0138125
82	0.985687697	0.394275079	82	8.228507358	0	9.8353125	0.73125
83	0.986670135	0.394668054	83	4.937104415	0.266252049	1.278590625	0.0950625

84	0.986302194	0.394520878	84	3.291402943	0.266252049	0.5682625	0.04225
85	0.986056901	0.39442276	85	1.645701472	0.266252049	0.15299375	0.011375
86	0.985924819	0.394369928	86	3.291402943	0.266252049	0.786825	0.0585
87	0.986330498	0.394532199	87	1.645701472	0.266252049	0.19670625	0.014625
88	0.986160679	0.394464272	88	0	0	0	0
89	0.986160679	0.394464272	89	11.5199103	0.266252049	6.4257375	0.47775
90	0.998017169	0.399206868	90	9.874208829	0.266252049	3.1473	0.234
91	0.997564319	0.399025728	91	8.228507358	0.266252049	2.185625	0.1625
92	0.997186944	0.398874778	92	6.582805886	0.266252049	1.3988	0.104
93	0.996885044	0.398754018	93	4.937104415	0.266252049	0.786825	0.0585
94	0.996658619	0.398663448	94	3.291402943	0.266252049	0.3497	0.026
95	0.996507669	0.398603068	95	1.645701472	0.266252049	0.087425	0.0065
96	0.996432194	0.398572878	96	8.228507358	0.266252049	3.2784375	0.24375
97	0.996875384	0.398750154	97	6.582805886	0.266252049	1.3988	0.104
98	0.996573484	0.398629394	98	4.937104415	0.266252049	0.786825	0.0585
99	0.996347059	0.398538824	99	3.291402943	0.266252049	0.3497	0.026
100	0.996196109	0.398478444	100	1.645701472	0.266252049	0.262275	0.0195
101	0.995969684	0.398387874	101	9.874208829	0.266252049	3.934125	0.2925
102	0.995849226	0.39833969	102	8.228507358	0.266252049	2.185625	0.1625
103	0.995471851	0.39818874	103	6.582805886	0.266252049	1.3988	0.104
104	0.995169951	0.39806798	104	4.937104415	0.266252049	0.786825	0.0585
105	0.994943526	0.39797741	105	3.291402943	0.266252049	0.3497	0.026
106	0.994792576	0.39791703	106	1.645701472	0.266252049	0.087425	0.0065
107	0.994717101	0.39788684	107	0	0	0	0

Cuadro 4.5.5.3: Resultado del flujo aproximado para la red de Durazno

4.5.6 Red con 69 Nodos extraída del artículo [P1].

Los datos de la red se presentan en el cuadro:

Rama	Nini	Nfin	Conductor	Largo(Km)	PL(kW)	QL(kW)
1	1	2	Cond2	1	0	0
2	2	3	Cond2	1	0	0
3	3	4	Cond3	1	0	0
4	4	5	Cond4	1	0	0
5	5	6	Cond5	1	2.6	2.2
6	6	7	Cond6	1	40.4	30
7	7	8	Cond7	1	75	54
8	8	9	Cond8	1	30	22
9	9	10	Cond9	1	28	19
10	10	11	Cond10	1	145	104
11	11	12	Cond11	1	145	104
12	12	13	Cond12	1	8	5
13	13	14	Cond13	1	8	5.5
14	14	15	Cond14	1	0	0
15	15	16	Cond15	1	45.5	30
16	16	17	Cond16	1	60	35
17	17	18	Cond17	1	60	35
18	18	19	Cond18	1	0	0
19	19	20	Cond19	1	1	0.6

20	20	21	Cond20	1	114	81
21	21	22	Cond21	1	5	3.5
22	22	23	Cond22	1	0	0
23	23	24	Cond23	1	28	20
24	24	25	Cond24	1	0	0
25	25	26	Cond25	1	14	10
26	26	27	Cond26	1	14	10
27	3	28	Cond27	1	26	18.6
28	28	29	Cond28	1	26	18.6
29	29	30	Cond29	1	0	0
30	30	31	Cond30	1	0	0
31	31	32	Cond31	1	0	0
32	32	33	Cond32	1	14	10
33	33	34	Cond33	1	19.5	14
34	34	35	Cond34	1	6	4
35	3	36	Cond35	1	26	18.55
36	36	37	Cond36	1	26	18.55
37	37	38	Cond37	1	0	0
38	38	39	Cond38	1	24	17
39	39	40	Cond39	1	24	17
40	40	41	Cond40	1	1.2	1
41	41	42	Cond41	1	0	0
42	42	43	Cond42	1	6	4.3
43	43	44	Cond43	1	0	0
44	44	45	Cond44	1	39.22	26.3
45	45	46	Cond45	1	39.22	26.3
46	4	47	Cond46	1	0	0
47	47	48	Cond47	1	79	56.4
48	48	49	Cond48	1	384.7	274.5
49	49	50	Cond49	1	384.7	274.5
50	8	51	Cond50	1	40.5	28.3
51	51	52	Cond51	1	3.6	2.7
52	9	53	Cond52	1	4.35	3.5
53	53	54	Cond53	1	26.4	19
54	54	55	Cond54	1	24	17.2
55	55	56	Cond55	1	0	0
56	56	57	Cond56	1	0	0
57	57	58	Cond57	1	0	0
58	58	59	Cond58	1	100	72
59	59	60	Cond59	1	0	0
60	60	61	Cond60	1	1244	888
61	61	62	Cond61	1	32	23
62	62	63	Cond62	1	0	0
63	63	64	Cond63	1	227	162
64	64	65	Cond64	1	59	42
65	11	66	Cond65	1	18	13
66	66	67	Cond66	1	18	13
67	12	68	Cond67	1	28	20
68	68	69	Cond68	1	28	20

Cuadro 4.5.6.1 Red de 69 Nodos

A continuación se presentaran los resultados de correr el flujo exacto y aproximado, los mismos se ven en los cuadros 4.5.6.2 y 4.5.6.3 respectivamente:

Cuadro 4.5.6.2 Resultados del Flujo Exacto correspondientes a la Red de 69 Nodos

N°. De Iteraciones = 5 Tensión base en KV = 12.66 Tiempo de iteración en seg. = 0.01 Perdidas en kW =224.958 Potencia Base en MVA = 100								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(W)	LOSS_Q(VAR)
1	1	12.66	0	1	223.5741468	-34.77583523	74.9780987	179.9474369
2	0.99997	12.65958	-0.001228	2	223.5741468	-34.77583523	74.9780987	179.9474369
3	0.99993	12.65915	-0.002455	3	208.1299679	-34.75682674	194.9313758	467.835302
4	0.99984	12.65797	-0.005886	4	160.3590778	-34.47625134	1936.342048	2268.065984
5	0.99902	12.6476	-0.018509	5	160.3590778	-34.47625134	28235.10715	14379.84692
6	0.99009	12.53449	0.049272	6	160.2029794	-34.4706683	29342.78832	14944.72635
7	0.98079	12.41685	0.121028	7	157.864662	-34.4409585	6893.218164	3513.896461
8	0.97858	12.3888	0.138225	8	151.0465864	-34.39872188	3374.34904	1717.974866
9	0.97745	12.37446	0.147036	9	44.07433584	-34.18400373	4772.838174	1577.542483
10	0.97245	12.31119	0.231718	10	42.48747897	-34.19356609	1013.792384	335.223016
11	0.97135	12.29725	0.250497	11	32.02803186	-33.78759578	2189.251315	723.4930899
12	0.96819	12.25725	0.303236	12	20.38683609	-32.91583298	1284.275336	423.9355477
13	0.96526	12.22025	0.349566	13	19.9412343	-32.94399367	1245.448649	411.5706742
14	0.96237	12.18357	0.395811	14	19.48128185	-32.9163963	1204.597567	398.0409352
15	0.95950	12.14726	0.44179	15	19.48128185	-32.9163963	223.841098	74.00646678
16	0.95897	12.14052	0.45036	16	16.88949886	-32.9115268	321.2543744	105.9437708
17	0.95808	12.12935	0.464599	17	13.58922824	-33.67021775	2.603806449	0.886402195
18	0.95808	12.12924	0.464745	18	10.2928383	-34.91527225	104.1203088	34.42072481
19	0.95761	12.12336	0.473286	19	10.2928383	-34.91527225	66.93448425	21.93010168
20	0.95731	12.11959	0.478825	20	10.23745047	-34.93929006	107.4045659	35.49758632
21	0.95683	12.11349	0.487712	21	3.572131177	-34.99938394	0.535925088	0.176089672
22	0.95682	12.1134	0.48784	22	3.281247978	-35.04328508	5.138892593	1.698967633
23	0.95675	12.11249	0.489175	23	3.281247978	-35.04328508	11.18540858	3.698323079
24	0.95660	12.11051	0.492081	24	1.640837208	-35.04097387	6.048087721	1.999067456
25	0.95643	12.10837	0.495225	25	1.640837208	-35.04097387	2.494997726	0.824665807
26	0.95636	12.10749	0.496522	26	0.82042699	-35.04079189	0.349742992	0.115504037
27	0.95634	12.10724	0.496886	27	5.126055109	-35.47147973	0.346849021	0.851356688
28	0.99993	12.65906	-0.002706	28	3.668068342	-35.42752859	2.583307269	6.316993557
29	0.99985	12.65816	-0.005307	29	2.209982336	-35.32386074	5.828591766	1.92674665
30	0.99973	12.65662	-0.003181	30	2.209982336	-35.32386074	1.028575018	0.339927926
31	0.99971	12.65635	-0.002806	31	2.209982336	-35.32386074	5.142875088	1.69963963
32	0.99961	12.655	-0.000929	32	2.209982336	-35.32386074	12.29308319	4.126021723
33	0.99935	12.65176	0.003497	33	1.424873485	-35.2079729	10.40307504	3.438861923
34	0.99901	12.64751	0.00935	34	0.329204193	-33.67965249	0.479236021	0.158433998
35	0.99895	12.64666	0.010415	35	10.31851539	-34.81367121	1.405427229	3.449685018
36	0.99992	12.65898	-0.00297	36	8.861965424	-34.69931983	15.07861079	36.87191544
37	0.99975	12.6568	-0.009379	37	7.40521713	-34.53869296	17.32308435	20.23494183
38	0.99959	12.6548	-0.011797	38	7.40521713	-34.53869296	5.001156356	5.840166139
39	0.99954	12.65422	-0.012495	39	6.063495562	-34.3649711	0.198536284	0.231625664
40	0.99954	12.65419	-0.012529	40	4.721858458	-34.09251489	48.71441525	56.91486467

41	0.99884	12.64536	-0.023522	41	4.650902415	-34.00469491	20.11673074	23.5106179
42	0.99855	12.64165	-0.028165	42	4.650902415	-34.00469491	2.660599872	3.101870095
43	0.99851	12.64116	-0.028776	43	4.31391316	-33.87560674	0.51363177	0.647622667
44	0.99850	12.64106	-0.028929	44	4.31391316	-33.87560674	6.079836933	7.665395876
45	0.99841	12.63981	-0.030737	45	2.156957031	-33.87561093	0.012561652	0.016748869
46	0.99840	12.63981	-0.030745	46	47.7792663	-35.69854605	23.28515454	57.52802886
47	0.99979	12.65733	-0.007699	47	47.7792663	-35.69854605	582.813721	1426.558144
48	0.99854	12.64156	-0.052531	48	43.3461593	-35.71102946	1633.506554	3996.961689
49	0.99470	12.59288	-0.191631	49	21.6790186	-35.72093175	115.8970303	283.5388419
50	0.99415	12.58599	-0.211441	50	2.512231727	-34.96668396	1.757068217	0.895574641
51	0.97854	12.38835	0.13852	51	0.20972127	-36.73119236	0.043793884	0.014699122
52	0.97853	12.38823	0.138705	52	105.2376659	-34.46047941	5781.132425	2943.726051
53	0.97466	12.33918	0.168958	53	104.9771266	-34.45006014	6711.300038	3418.465143
54	0.97142	12.29813	0.19457	54	103.4504249	-34.43385669	9124.517024	4645.734037
55	0.96694	12.24149	0.230154	55	102.0580341	-34.42070486	8789.929342	4477.770618
56	0.96257	12.18619	0.265108	56	102.0580341	-34.42070486	49683.56792	16645.55763
57	0.94011	11.90177	0.662348	57	102.0580341	-34.42070486	24488.6869	8218.099599
58	0.92905	11.76176	0.864902	58	102.0580341	-34.42070486	9505.497711	3143.501215
59	0.92477	11.7076	0.945878	59	95.98152759	-34.39618454	10670.78505	3239.098699
60	0.91975	11.64399	1.050374	60	95.98152759	-34.39618454	14025.96066	7144.257797
61	0.91235	11.55035	1.119425	61	19.58243159	-34.37809097	112.0504094	57.06057808
62	0.91206	11.54668	1.122147	62	17.61198419	-34.35499261	134.9291644	68.67429197
63	0.91167	11.54177	1.12579	63	17.61198419	-34.35499261	661.1529058	336.7645835
64	0.90977	11.51771	1.14365	64	3.632620536	-34.29668382	41.21089551	20.98944938
65	0.90920	11.51044	1.149027	65	2.085021028	-35.58600031	2.624037938	0.796862416
66	0.97129	12.29653	0.251646	66	1.042510868	-35.58599351	0.015324288	0.004564681
67	0.97129	12.29652	0.251659	67	3.242652877	-35.22837023	23.32392422	7.70944966
68	0.96786	12.25307	0.309298	68	1.621327322	-35.22836084	0.037064702	0.012617771
69	0.96786	12.25306	0.309317	69	0	0	0	0

Cuadro 4.5.6.2. Solución del flujo exacto para la red de 69 nodos

Cuadro 4.5.6.3 Resultados del Flujo Aproximado correspondiente a la Red 69 Nodos

Tensión base en KV = 12.66 Perdidas en kW = 191.46 Potencia Base en MVA = 100			RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS P(W)	LOSS Q(VAR)
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)					
1	1	12.66	1	212501.0139	0	67735021.37	162564051.3
2	0.999985464	12.65981597	2	212501.0139	0	67735021.37	162564051.3
3	0.999970927	12.65963194	3	197068.3734	0	174761747	419428192.8
4	0.999930485	12.65911994	4	149537.4196	0	1683816422	1972278996
5	0.999416973	12.65261888	5	149537.4196	0.702256932	24552860969	12504517171
6	0.991237546	12.54906734	6	149382.6752	0.63873167	25512949483	12994131447
7	0.982619367	12.43996119	7	147088.449	0.624023053	5984244276	3050536670
8	0.98056101	12.41390239	8	140415.6531	0.632748835	2916078578	1484656639
9	0.979512127	12.40062353	9	42499.53028	0.596199141	4437858152	1466823201
10	0.974687845	12.33954811	10	40956.4177	0.622203881	942043649.5	311498407.6
11	0.973633319	12.32619782	11	30796.1804	0.622203881	2024085368	668909854
12	0.970620364	12.28805381	12	19525.53858	0.558599315	1178052170	388871589.9
13	0.967805734	12.2524206	13	19095.43626	0.602287346	1142038968	377397934.9
14	0.96504758	12.21750237	14	18652.78099	0	1104317882	364905039.2
15	0.962347627	12.18332096	15	18652.78099	0.582913589	205206895.6	67845616.55
16	0.961837459	12.17686224	16	16167.34739	0.528074448	294369671.7	97077691.41
17	0.960982246	12.16603523	17	13005.46066	0.528074448	2384902.3	811881.6339
18	0.960973588	12.16592562	18	9847.359502	0	95302596.75	31505711.93
19	0.96053223	12.16033804	19	9847.359502	0.5404195	61265955.05	20072891.26
20	0.960241106	12.15665241	20	9794.336786	0.617755726	98308073.09	32491163.5
21	0.95978034	12.1508191	21	3416.747297	0.610725964	490314.8077	161103.4368
22	0.959773745	12.15073561	22	3138.42326	0	4701262.076	1554282.748
23	0.959705431	12.14987076	23	3138.42326	0.620249486	10232853.91	3383372.141
24	0.959555859	12.14797717	24	1569.21163	0	5531591.833	1828350.666
25	0.9593951	12.14594197	25	1569.21163	0.620249486	2281929.377	754240.8202
26	0.959328395	12.14509748	26	784.6058149	0.620249486	319869.0256	105638.0385
27	0.959309697	12.14486077	27	5123.797374	0.620976759	346543.5537	850606.9046
28	0.999964014	12.65954441	28	3665.918107	0.620976759	2580279.469	6309589.638
29	0.999892238	12.65863574	29	2208.043522	0	5818369.421	1923367.468
30	0.999772068	12.65711437	30	2208.043522	0	1026771.074	339331.7511
31	0.999750861	12.6568459	31	2208.043522	0	5133855.372	1696658.755
32	0.999644828	12.65550352	32	2208.043522	0.620249486	12271523.24	4118785.392
33	0.99938914	12.65226651	33	1423.4456	0.622670789	10382235.35	3431973.114
34	0.999054815	12.64803396	34	328.8571879	0.588002604	478226.2553	158100.1725
35	0.998987473	12.64718141	35	10309.31372	0.619703535	1402921.731	3443535.159
36	0.999957028	12.65945597	36	8852.8871	0.619703535	15047733.12	36796409.89
37	0.999783836	12.65726336	37	7396.511946	0	17282380.07	20187395.53
38	0.999677279	12.65591435	38	7396.511946	0.616296937	4989405.074	5826443.425
39	0.999631411	12.65533366	39	6055.407798	0.616296937	198007.0034	231008.1707
40	0.999629189	12.65530553	40	4714.39364	0.694738276	48560511.11	56735052.73
41	0.998916973	12.64628887	41	4643.520554	0	20052923.31	23436045.54
42	0.998720032	12.6437956	42	4643.520554	0.621824288	2652160.825	3092031.401
43	0.998681171	12.64330362	43	4307.033013	0	511994.7211	645558.5614
44	0.99867575	12.64323499	44	4307.033013	0.590704347	6060459.253	7640964.696

45	0.998577393	12.6419898	45	2153.516506	0.590704347	12521.61003	16695.48004
46	0.998576976	12.64198452	46	47531.21343	0	23044005.75	56932249.5
47	0.999908375	12.65884003	47	47531.21343	0.620009965	576777908.6	1411784235
48	0.99867093	12.64317397	48	43104.55224	0.61975753	1615347308	3952528557
49	0.994850835	12.59481157	49	21552.27612	0.61975753	114545849.4	280233215.6
50	0.994309116	12.58795341	50	2458.324865	0.609896915	1682471.742	857552.9463
51	0.980526314	12.41346313	51	205.21929	0.643501109	41933.86267	14074.81862
52	0.980516982	12.41334499	52	96224.21764	0.677538138	4833250231	2461068796
53	0.976996247	12.36877249	53	95970.01453	0.623823452	5609038406	2857017592
54	0.974039839	12.33134436	54	94486.68546	0.621824288	7611785777	3875529212
55	0.969964047	12.27974484	55	93140.13233	0	7320903599	3729418719
56	0.966379506	12.23436455	56	93140.13233	0	41380151876	13863652141
57	0.946118505	11.97786028	57	93140.13233	0	20395990582	6844641474
58	0.936131998	11.8514311	58	93140.13233	0.624023053	7916881887	2618140427
59	0.932237174	11.80212262	59	87520.66211	0	8872423132	2693208990
60	0.927614031	11.74359363	60	87520.66211	0.619945257	11662146437	5940226313
61	0.920869756	11.65821111	61	17817.97473	0.62319933	92767721.35	47241057.28
62	0.920606387	11.65487686	62	16020.80603	0	111649808.2	56825902.38
63	0.920288569	11.65085328	63	16020.80603	0.619832646	547084060.2	278662521.3
64	0.918560168	11.62897173	64	3302.770624	0.618644351	34066601.53	17350732.11
65	0.918038021	11.62236135	65	2025.158981	0.62548504	2475525.907	751762.5889
66	0.973578216	12.32550021	66	1012.57949	0.62548504	14456.97286	4306.332343
67	0.973577574	12.28401097	67	3138.42326	0.620249486	21848605.78	7221800.449
68	0.970301024	12.28401097	68	1569.21163	0.620249486	34720.19447	11819.64067
69	0.970300004	12.28399805	69	0	0	0	0

Cuadro 4.5.6.3 Resultados del flujo aproximado

4.6 Resultados de la Red de 69 Nodos obtenidos por del algoritmo del Artículo [P1]

$p_{loss}(kw) = 224.95840$ $q_{loss}(kvar) = 102.14600$

Nodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tensión (p.u)	1	0.99997	0.99993	0.99984	0.99902	0.99009	0.98079	0.97858	0.97745	0.97245

11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.97135	0.96819	0.96526	0.96237	0.9595	0.95897	0.95809	0.95808	0.95761

20	21	22	23	24	25	26	27	28
0.95732	0.95683	0.95683	0.95676	0.9566	0.95643	0.95636	0.95634	0.99993

29	30	31	32	33	34	35	36	37
0.99985	0.99973	0.99971	0.99961	0.99935	0.99901	0.99895	0.99992	0.99975

38	39	40	41	42	43	44	45	46
0.99959	0.99954	0.99954	0.99884	0.99855	0.99851	0.9985	0.99841	0.9984

47	48	49	50	51	52	53	54	55
0.99979	0.99854	0.9947	0.99415	0.97854	0.97853	0.97466	0.97142	0.96694

56	57	58	59	60	61	62	63	64
0.96257	0.9401	0.92904	0.92476	0.91974	0.9234	0.91205	0.91166	0.90976

65	66	67	68	69
0.90919	0.97129	0.97129	0.96786	0.96786

Anexos

A.1 – Construcción de las matrices A y B

La matriz A es la que guarda toda la información necesaria sobre la topología de la red. La red se puede reconstruir perfectamente a partir de esta. La matriz B es la que ayuda en la resolución del sistema de ecuaciones.

A.1.1 – Matriz A

La matriz A indica el índice de los nodos extremos de cada arco. El número de fila y de columna de la matriz representan el índice de un arco y el de un nodo respectivamente.

El nodo inicial de un arco se representa con un 1 en la fila correspondiente al número de arco y en la columna que corresponde al número de nodo. Lo mismo sucede con el nodo final pero representado por un -1.

Para su construcción se utiliza el siguiente algoritmo que recorre simultáneamente las tres primeras columnas del archivo de datos que hay que ingresarle a la función *loaddatos*.

```
A = sparse(Narcos, Nnodos);
for i = 1 : Narcos
    A(datos(i,1),datos(i,2)) = 1
    A(datos(i,1),datos(i,3)) = -1
end
```

La rutina que construye esta se llama *construyeA* y es invocada por la función *loaddatos*.

Primero se crea una matriz con el comando *sparse* debido a que los elementos de la matriz A son en su mayoría ceros. A medida que se recorren las columnas mencionadas del archivo *datos*, se van guardando los índices de los nodos inicial y final de cada arco.

A.1.2 – Matriz B

En la matriz se guarda la información de que nodos son consecutivos y en que orden. Indica los nodos aguas abajo que tiene cada rama y así nos ayuda a calcular la corriente de carga de cada rama entre otras cosas.

El algoritmo que construye esta matriz se presenta a continuación:

```
linea = zeros(Nnodos,1);
nodini = zeros(Nnodos,1);
for i = 1 : Narcos
    linea(datos(i,3)) = datos(i,1);
    nodini(datos(i,3)) = datos(i,2);
end
B = sparse(Narcos, Nnodos);
for i = 1 : Nnodos
    k = i;
    nofin = 1;
    while nofin
        if k == root
            nofin = 0;
        else
            B(linea(k),i) = 1;
        end
        k = nodini(k);
    end
end
```

Aquí también las filas representan los arcos y las columnas los nodos.

Se empieza por crear dos vectores columna *linea*, que contiene para cada nodo el número de arco que lo antecede, y *nodini* que contiene el nodo inicial del arco que lo antecede.

Se crea una matriz con el comando *sparce*, por iguales motivos que en el caso de *A*, de *Narcos* filas y *Nnodos* columnas.

Con el *for* se recorren todos los nodos *i* de la red. Dentro del loop creado por este comando se crea un nuevo loop esta vez con el comando *while*. Dentro de este se busca en el vector *linea* el número de arco que antecede al nodo *i* y se coloca un 1 en la fila y columna correspondientes al arco hallado y al nodo *i*. Dentro de este mismo loop se escoge el nodo inicial de la rama que se encontró en el paso anterior y se hace lo mismo que con el nodo *i*. El loop termina cuando se llega al nodo *root*. En ese caso, continúa el loop creado por el

comando *for* hasta que se recorren todos los nodos de la red y así queda armada la matriz B.[P2]

A.2 – Cálculo de la corriente de carga de cada nodo I (i)

Por definición se tiene que la potencia monofásica es $P(t)=I(t)*V(t)$.

Como hipótesis se supone que se está en régimen sinusoidal equilibrado de período T, por lo tanto el voltaje y la corriente de fase se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{cases} V(t) = V_{eff} \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \gamma) = \text{Re}(V e^{j\gamma} e^{j\omega t}) = \text{Re}(\bar{V} e^{j\omega t}) \\ I(t) = I_{eff} \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \delta) = \text{Re}(I e^{j\delta} e^{j\omega t}) = \text{Re}(\bar{I} e^{j\omega t}) \end{cases}$$

Con: $\bar{V} = V e^{j\gamma}$, $\bar{I} = I e^{j\delta}$

$$\bar{V}_{eff} = \frac{\bar{V}}{\sqrt{2}}, \quad \bar{I}_{eff} = \frac{\bar{I}}{\sqrt{2}}$$

La potencia media es:

$$\langle P(t) \rangle = P = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T I(t) * V(t) dt$$

Sea el cambio de variable: $\theta = \omega t = \frac{2\pi}{T} t \Rightarrow dt = \frac{T}{2\pi} d\theta \Rightarrow$ Se tiene que:

$$\begin{cases} V(t) = \frac{\bar{V} e^{j\theta} + \bar{V} e^{-j\theta}}{2} \\ I(t) = \frac{\bar{I} e^{j\theta} + \bar{I} e^{-j\theta}}{2} \end{cases} \Rightarrow \text{Sustituyendo en } \langle P(t) \rangle \text{ queda:}$$

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left(\frac{\bar{V} e^{j\theta} + \bar{V} e^{-j\theta}}{2} \cdot \frac{\bar{I} e^{j\theta} + \bar{I} e^{-j\theta}}{2} \right) d\theta =$$

$$= \frac{1}{8\pi} \int_0^{2\pi} (\bar{V}\bar{I} + \bar{V}\bar{I}) d\theta = \frac{\bar{V}\bar{I} + \bar{V}\bar{I}}{4} = \text{Re}\left(\frac{\bar{V}\bar{I}}{2}\right) = \text{Re}\left(\frac{\bar{V}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\bar{I}}{\sqrt{2}}\right) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P = \text{Re}(\bar{V}_{eff} \cdot \bar{I}_{eff})$$

Sea el vector potencia aparente $\bar{S} = \bar{V}_{eff} \cdot \bar{I}_{eff} = P + jQ$, siendo P y Q las potencias activa y reactiva medias respectivamente.

Por lo tanto se tiene que:

$$\begin{cases} P = \text{Re}(\bar{V}_{eff} \cdot \bar{I}_{eff}) \\ Q = \text{Im}(\bar{V}_{eff} \cdot \bar{I}_{eff}) \end{cases}$$

En un sistema trifásico equilibrado la potencia trifásica es 3 veces la potencia monofásica, y la tensión compuesta $\bar{U} = \bar{V}\sqrt{3}$, por lo tanto:

$$S_{trifásica} = 3S_{monofásica} = 3\bar{V}_{eff} \cdot \hat{I}_{eff} = \sqrt{3}\bar{U}_{eff} \cdot \hat{I}_{eff} = P_{trif} + jQ_{tri} \Rightarrow \bar{I}_{eff} = \frac{P_{trif} - jQ_{tri}}{\sqrt{3}\bar{U}_{eff}}$$

A.3 Pasaje a “por unidad”

La tensión, corriente, potencia e impedancia de un circuito se pueden expresar en p.u. (“por unidad”) de su correspondiente valor base que se elige para cada una de esas magnitudes.

Trabajar en p.u. presenta las siguientes ventajas:

- 1) Los valores en p.u. son mas ilustrativos que los valores verdaderos. Por ejemplo si el valor base son 6KV, un valor de 0.95 en p.u. indica que se está cerca de la tensión base, mientras que el valor 5.7KV no es significativo por si solo.
- 2) Una adecuada elección de los valores base permite emplear las leyes electrotécnicas básicas con los valores en p.u.
- 3) Son valores más sencillos que usado los valores reales en V, A, KVA, Ω .

Los valores base son: $[U_B]=V$; $[S_B]=VA$; $[I_B]=A$; $[Z_B]=\Omega$; $[Y_B]=\Omega^{-1}$

No todas esas bases son arbitrarias, se deben elegir de forma tal que satisfagan las siguientes ligaduras:

$$\begin{cases} S_B = U_B I_B \\ U_B = Z_B I_B \\ Z_B Y_B = 1 \end{cases}$$

Tratándose de 5 magnitudes con 3 ligaduras, se desprende que sólo se pueden elegir arbitrariamente 2 de los valores base y luego deducir los otros 3 de las ecuaciones de ligadura.

Es aconsejable hacer coincidir las bases con los valores nominales de la red.

Los valores pasados a “por unidad” para las bases elegidas son los siguientes:

$$u = \frac{U}{U_B} \quad i = \frac{I}{I_B} \quad z = \frac{Z}{Z_B} \quad s = \frac{S}{S_B} \quad y = \frac{Y}{Y_B}$$

Con estas definiciones se satisfacen las siguientes ecuaciones en p.u.:

$$\begin{cases} s = \sqrt{3}.u.i \\ \frac{u}{\sqrt{3}} = z.i \\ y = \frac{1}{z} \end{cases}$$

Que son iguales a las ecuaciones eléctricas clásicas.

A.4 Modelo de transformadores en un sistema de potencia.

A.4.1 Introducción

Un transformador es un dispositivo que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna en otro nivel de voltaje. Uno de los devanados se conecta a una fuente de energía y el otro suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado que se conecta a la fuente de potencia alterna se le llama devanado primario y el que se conecta a la carga se le llama devanado secundario.

A.4.2 Transformador ideal monofásico

Ecuaciones de un circuito magnético:

$$\begin{cases} \sum_i \Phi_i \mathcal{R}_i = \sum_i N_i I_i & Ec A.8.2.1 \\ \sum_i \Phi_i = 0 & Ec A.8.2.2 \end{cases}$$

siendo \mathcal{R}_i la reluctancia de la rama i del circuito magnético y Φ_i el flujo magnético que pasa por la rama i . N_i e I_i son el número de vueltas y la corriente que pasa por el bobinado de la rama i .

Si suponemos que el transformador es ideal, se supone que este no tiene pérdidas (así $\mathcal{R} = 0$ y los bobinados no tienen resistencia y no hay pérdidas de foucault), el circuito es el siguiente:

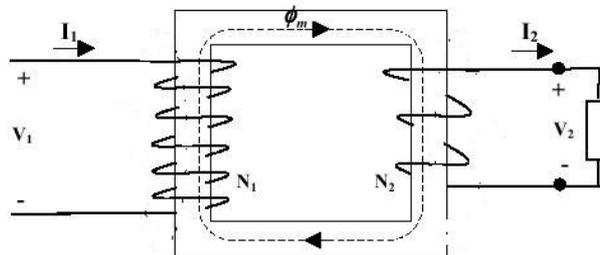


Figura A.4.1 Modelo transformador ideal

Resolviendo el circuito de la figura A.4.1 para un régimen sinusoidal se llega a las siguientes ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= N_1 \cdot \frac{d(\Phi_m)}{dt} \\ V_2 &= N_2 \cdot \frac{d(\Phi_m)}{dt} \end{aligned} \right\} \text{Faraday}$$

$$\sum_i N_i \cdot I_i = 0 \Rightarrow N_1 \cdot I_1 - N_2 \cdot I_2 = 0$$

Por lo tanto, las ecuaciones del transformador ideal en régimen sinusoidal son :

$$\begin{cases} N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2 \\ \frac{V_1}{N_1} = \frac{V_2}{N_2} \end{cases} \quad \text{Ec A.4.3}$$

A través del transformador ideal se conserva la potencia.

A.4.3 Transformación de impedancia

Sea Z la impedancia en bornes del bobinado secundario en la figura 8.1 y sea la relación de transformación $r = \frac{V_1}{V_2}$, entonces se tiene que:

$$Z = \frac{V_2}{I_2} \stackrel{\text{ecy.3}}{=} \frac{V_1}{I_1} \cdot \left(\frac{1}{r}\right)^2 \Rightarrow \frac{V_1}{I_1} = \frac{V_1}{I_1} \cdot r^2 \cdot Z \quad \text{Ec A.4.4}$$

Es decir que la resistencia vista del lado primario es la resistencia es la resistencia del lado secundario multiplicada por la relación de transformación al cuadrado.

Para los transformadores monofásicos $r=N_1/N_2$, no así para los trifásicos que dependiendo del grupo de conexión aparece un factor de $\sqrt{3}$.

A.4.4 Modelo transformador real monofásico

Un esquema del circuito magnético del transformador real se puede ver en la figura A.4.2, donde se ve que el bobinado primario y el secundario están arrollados en un mismo núcleo magnético, pero que pérdida de flujo a través del mismo.

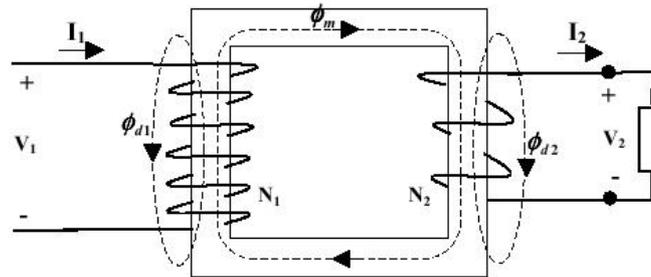


Figura A.4.2: Esquema del circuito magnético de un transformador monofásico.

En la figura anterior (figura A.4.2), V_1 es el voltaje de entrada al transformador, N_1 y N_2 son el número de vueltas de los bobinados primario y secundario respectivamente, Φ_m es el flujo magnético que pasa por ambos bobinados, Φ_{d1} y Φ_{d2} son los flujos de dispersión de cada bobinado y, V_2 es el voltaje de salida del transformador, el cual está conectado a una carga.

Por lo tanto para el circuito de la figura 8.1 se cumple que:

$$\Phi_{d1} \cdot \mathcal{R}_{d1} = N_1 \cdot I_1 \Rightarrow \Phi_{d1} = \frac{N_1 \cdot I_1}{\mathcal{R}_{d1}} = P_{d1} \cdot N_1 \cdot I_1$$

Resolviendo la primera rama del circuito de la figura tenemos que:

$$\begin{aligned} V_1 &= R_1 \cdot I_1 + N_1 \cdot \frac{d(\Phi_{d1} + \Phi_m)}{dt} = R_1 \cdot I_1 + N_1 \cdot (N_1 \cdot P_{d1}) \cdot \frac{d(I_1)}{dt} + N_1 \cdot \frac{d(\Phi_m)}{dt} = \\ &= R_1 \cdot I_1 + L_1 \cdot \frac{d(I_1)}{dt} + N_1 \cdot \frac{d(\Phi_m)}{dt} \quad \text{con } L_1 = \frac{N_1^2}{\mathcal{R}_{d1}} \end{aligned}$$

Siendo R_1 la resistencia del bobinado primario.

Si suponemos que estamos en régimen sinusoidal de frecuencia angular ω se cumple que:

$$\frac{d(I1)}{dt} = j.w.I1 \quad \text{siendo } I1 \text{ fasor}$$

Teniendo eso en cuenta se llega a la ecuación fasorial:

$$V1 = (R1 + j.w.L1)I1 + \frac{N1.d(\Phi_m)}{dt} \quad \text{Ec. A.4.5}$$

Análogamente para la otra rama se tiene que:

$$V2 = -(R2 + j.w.L2).I2 + N2.\frac{d(\Phi_m)}{dt} \quad \text{Ec. A.4.6}$$

$$\text{con } L2 = \frac{N2^2}{\Re d2}$$

Siendo R2 la resistencia del bobinado secundario.

Para el circuito de la figura la utilizando la ecuación (1) queda:

$$\Phi_m = (N1.I1 - N2.I2).Pm \Rightarrow \frac{d(\Phi_m)}{dt} = N1.\frac{d(I1 - \frac{N2}{N1}.I2)}{dt}.Pm \quad \text{Ec. A.4.7}$$

Sustituyendo A.4.6 en A.4.4 y A.4.5 se llega a las ecuaciones del transformador real monofásico:

$$V1 = (R1 + j.w.L1).I1 + N1^2.\frac{d(I1 - \frac{N2}{N1}.I2)}{dt}.Pm \quad \begin{matrix} \text{regimen sinusoidal} \\ \Rightarrow \end{matrix}$$

$$\Rightarrow V1 = (R1 + j.w.L1).I1 + Xm1.(I1 - \frac{N2}{N1}.I2) \quad (8)$$

$$V2 = -(R2 + j.w.L2).I2 + N2^2.\frac{d(I1 \frac{N1}{N2} - I2)}{dt}.Pm \quad \begin{matrix} \text{regimen sinusoidal} \\ \Rightarrow \end{matrix}$$

$$\Rightarrow V2 = -(R2 + j.w.L2).I2 + Xm2.(I1 \frac{N1}{N2} - I2) \quad (9)$$

$$\text{siendo } \begin{cases} Xm1 = j.w.N1^2 \\ Xm2 = Xm1.\left(\frac{N2}{N1}\right)^2 \end{cases}$$

Circuito equivalente clásico

Con las ecuaciones A.4.3 A.4.8 y A.4.9, y teniendo en cuenta las pérdidas por las corrientes de Foucault en el núcleo del transformador, se llega al circuito equivalente de la figura A.4.2

Para tener en cuentas pérdidas de foucault se incluye en el modelo del transformador una resistencia R_{c1} tal que a la tensión de funcionamiento disipe una potencia igual a esas pérdidas.

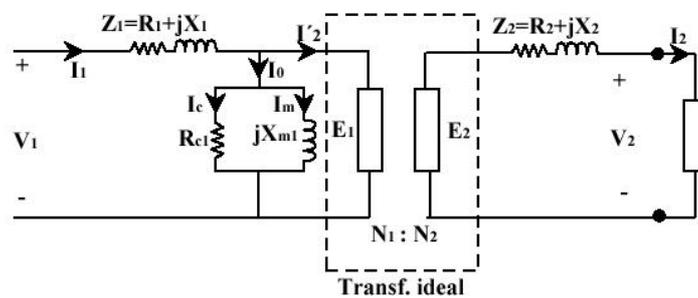


Figura A.4.3: Circuito equivalente del transformador real

Donde

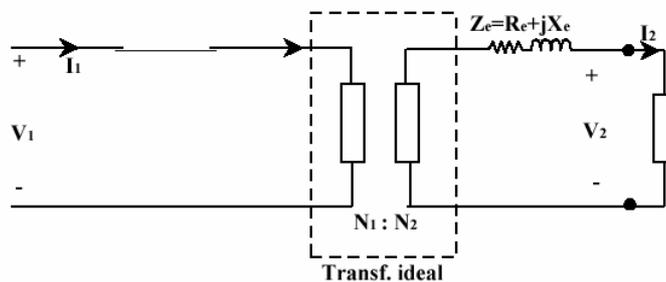
R_1 y R_2 representan las resistencias de los bobinados 1 y 2.

$X_1 = \omega \cdot L_1$ y $X_2 = \omega \cdot L_2$, representan las inductancias de fuga.

$X_{m1} // R_{c1}$ representan las pérdidas de vacío.

Para los estudios en las redes de potencia se desprecia habitualmente la rama de vacío ($X_{m1} // R_{c1}$).

De esta forma el circuito equivalente de un transformador de potencia es el siguiente:



Figuras A.4.3: Circuito equivalente del transformador de potencia

Donde: $Z_e = R_e + jX_e$ es la impedancia de corto circuito del transformador.

Utilizando la ecuación A.4.4 esa impedancia se puede expresar del lado primario o secundario del transformador, y de esa forma el modelo utilizado para las redes de potencia es una impedancia.

Los transformadores trifásicos se pueden ver como tres transformadores monofásicos conectados entre si. En el circuito unifilar de las líneas de potencia en régimen, se modelan de la misma manera que los monofásicos teniendo en cuenta la forma en que están conectados.

A.5 Modelo de líneas y calculo de constantes unitarias

A.5.1 Línea como cuadripolo de potencia [L1]

Las líneas de Transmisión y distribución se pueden modelar como un cuadripolo de potencia o sea modelada como una caja negra que cuenta con dos terminales de entrada y dos de salida (ver figura A.5.1.1).

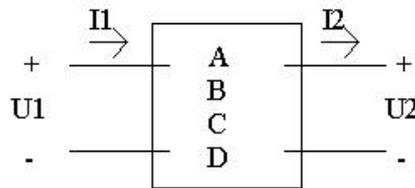


Figura A.5.1.1 Cuadripolo de potencia

Esta caja negra estará caracterizada por 4 constantes A, B, C, D llamadas constantes generales del cuadripolo. Estas constantes vinculan las variables de entrada con las de salida que en nuestro caso serán tensión y corriente de entrada y tensión y corriente al otro extremo de la línea.

Las ecuaciones para el cuadripolo son:

$$U_1 = AU_2 + BI_2 \quad \text{Ec. A.5.1.1}$$

$$I_1 = CU_2 + DI_2 \quad \text{Ec. A.5.1.2}$$

A.5.2 – Modelo de líneas [L1].

Para el modelo de las líneas se supondrá que se trata de un régimen sinusoidal permanente de frecuencia industrial (50 o 60 Hz).

Las líneas de distribución como de transmisión son circuitos cuyos parámetros son distribuidos. Para modelar la línea se tomarán las siguientes hipótesis:

un pequeño tramo de la misma de longitud infinitesimal y supondremos que cada tramo de conductor contiene a la vez:

- Una cierta resistencia uniformemente repartida, definida por ejemplo por el efecto Joule desarrollado ($r dx$) en un elemento infinitesimal dx , recorrido por una corriente de pulsación (la del régimen considerado), cuyo valor eficaz es 1 A a lo largo de todo ese circuito infinitesimal.
- Cierta conductancia g uniformemente repartida, definida por ejemplo por la potencia $g dx$ perdida en el elemento dx por defecto de aislación o pérdidas dieléctricas, cuando la diferencia de potencial entre el conductor de fase y el neutro es de 1 V eficaz, a lo largo de todo el circuito elemental
- Una cierta self l uniformemente repartida, definida por ejemplo por la potencia reactiva ($l dx$) consumida en un elemento dx , recorrido por 1 A eficaz, debido al flujo magnético abarcado por ese elemento.

Se puede entonces definir, para una corriente de pulsación ω , los siguientes complejos y el elemento infinitesimal:

- dx la longitud del elemento infinitesimal de la línea
- $z = r + j(l\omega)$ Ω /unidad de long parámetro longitudinal
- $y = g + j(c\omega)$ Ω^{-1} /unidad de long parámetro transversal.

Siendo r , l , g y c constantes unitarias de las líneas las cuales se calcularán mas adelante (Sección A.5.3).

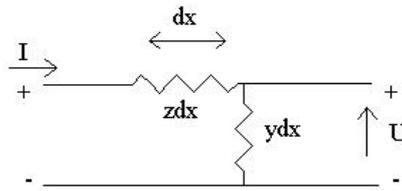


Figura A.5.2.1:Elemento infinitesimal de la línea

A partir de las definiciones y de la figura A.5.2.1 podemos representar la caída de tensión a través de $z dU$ y la desviación de corriente a través de $y dI$ representados en la figura A.5.2.2.

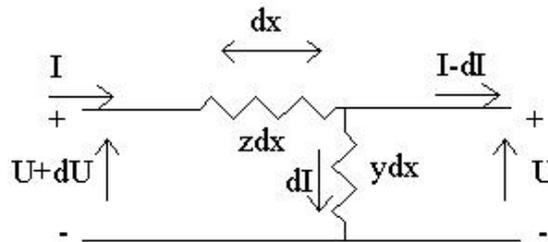


Figura A.5.2.2 Figura donde muestra la caída de tensión en z y el drenaje de corriente por y .

Si planteamos las ecuaciones de ohm podemos obtener las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$dU = z dx I \Rightarrow \frac{dU}{dx} = z I \Rightarrow \frac{d^2 U}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} = z y U \Rightarrow \frac{d^2 U}{dx^2} = z y U \quad \text{Ec. A.5.2.1}$$

$$dI = y dx U \Rightarrow \frac{dI}{dx} = y U \Rightarrow \frac{d^2 I}{dx^2} = y \frac{dU}{dx} = y z I \Rightarrow \frac{d^2 I}{dx^2} = y z I \quad \text{Ec. A.5.2.2}$$

donde z, y, U, I son complejos

El polinomio característico de las Ec. A.5.2.1 y A.5.2.2 es:

$$\lambda^2 + zy = 0 \Rightarrow \text{si llamamos } \lambda_0 = \sqrt{zy} \text{ las raices de } P(\lambda) \text{ son } \lambda_0 \text{ y } -\lambda_0$$

Si se define $Z_C = \sqrt{\frac{y}{z}}$ (impedancia característica de la línea) la solución del sistema anterior tiene la forma:

$$\begin{aligned} U &= Me^{\lambda_0 x} + Ne^{-\lambda_0 x} \\ I &= \frac{1}{Z_C} (Me^{\lambda_0 x} - Ne^{-\lambda_0 x}) \end{aligned} \quad \text{Ec.A.5.2.3}$$

Donde M y N son constantes a determinar.

$$\begin{aligned} A &= ch\lambda_0 L \\ B &= Z_C sh\lambda_0 L \\ C &= \frac{sh\lambda_0 L}{Z_C} \\ D &= ch\lambda_0 L \end{aligned} \quad \text{Ec A.5.2.4}$$

Si nombramos a la tensión y la corriente en el extremo donde $x = 0$ de la forma $U(x = 0) = U_2$ y $I(x = 0) = I_2$

$$\Rightarrow U_2 = M + N \quad y \quad I_2 = \frac{M - N}{Z_C} \quad \text{Ec A.5.2.5}$$

De la identidad para funciones trigonométricas hiperbólicas obtenemos:

$$\begin{aligned} e^{\lambda_0 x} &= ch\lambda_0 x + sh\lambda_0 x \\ e^{-\lambda_0 x} &= ch\lambda_0 x - sh\lambda_0 x \end{aligned} \quad \text{Ec.A.5.2.6}$$

Sustituyendo las Ec A.5.2.5 y A.5.2.6 en la Ec A.5.2.3 obtenemos la siguiente relación:

$$\begin{aligned} U(x) &= (M + N)ch\lambda_0 x + (M - N)sh\lambda_0 x \\ I(x) &= \frac{1}{Z_C} ((M - N)ch\lambda_0 x + (M + N)sh\lambda_0 x) \end{aligned} \quad \text{Ec A.5.2.7}$$

Evaluando U e I al final de la línea de largo L entonces $U(L)=U_1$ e $I(L)=I_1$

$$\Rightarrow \begin{cases} U_1 = U_2 ch\lambda_0 L + Z_C I_2 sh\lambda_0 L \\ I_1 = \frac{U_2}{Z_C} sh\lambda_0 L + I_2 ch\lambda_0 L \end{cases} \quad \text{Ec.A.5.2.8}$$

La ecuación 4.8 es la de un cuadripolo de potencia de constantes generales:

Las líneas con las que trabajaremos en MT su longitud se encuentra entre 80 y 240 km.

Para estas longitudes podemos usar la siguiente aproximación:

$$sh\lambda_0 L = \lambda_0 L$$

$$ch\lambda_0 L - 1 = \frac{\lambda_0^2 L^2}{2} \quad \text{Ec A.5.2.9}$$

Las constantes generales para el cuadripolo general quedan:

$$A = 1 + \frac{\lambda_0^2 L}{2}$$

$$B = zL = Z$$

$$C = yL = Y$$

$$D = 1 + \frac{\lambda_0^2 L}{2}$$

Ec A.5.4.9

A partir de estos resultados y mediante el álgebra de cuadripolos [P4] se pueden calcular los modelos π y T equivalente para una línea media, los cuales se muestran en la figura A.5.2.3.

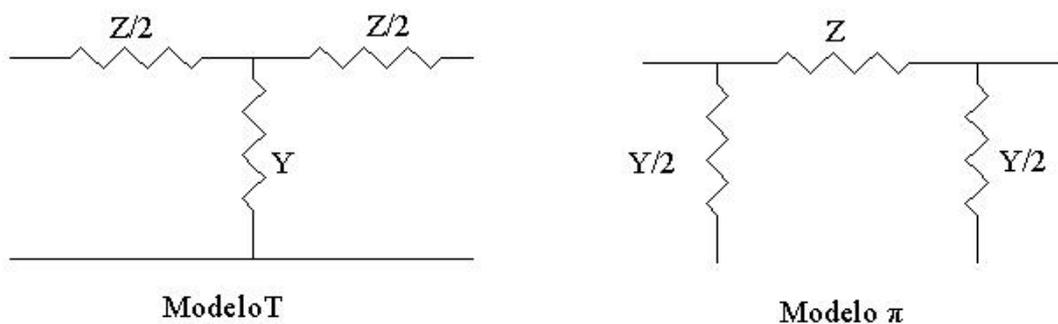


Figura A.5.2.3. Modelos π y T de una línea

A.5.3 Cálculo de las constantes unitarias

Las Impedancias características de las líneas z e y están integradas por las constantes unitarias las cuales son:

-
- **r** : resistencia que modela las pérdidas joule de la línea por unidad de longitud desarrollado en un elemento dx infinitesimal
 - **l** : autoinductancia característica modela las pérdidas reactivas en el elemento dx debido a los flujos magnéticos
 - **c, g** : estas dos constantes representan las pérdidas de activa y reactiva en todas las aislaciones de la línea en el elemento dx.
 - c es una capacidad por unidad de longitud
 - g conductancia por unidad de longitud

5.3.1 Cálculo de r

Se calcula con la fórmula de resistencia simplificada $r = \frac{\rho}{S}$ considerando en los conductores la resistividad $\rho = \text{cte.}$ al igual que la superficie transversal al pasaje de la corriente (el conductor es un cilindro perfecto de largo dx).

Para determinar la resistividad ρ se debe especificar una temperatura de referencia a la cual se encontrará la línea. La dependencia de ρ con la temperatura es:

$$\rho(t) = \rho_{20^{\circ}\text{C}}(1 + \alpha(T(^{\circ}\text{C}) - 20^{\circ}\text{C})) \quad \text{Ec 4.3.1}$$

con $\alpha = 0.0039292(^{\circ}\text{C})^{-1}$ para el cobre normalizado

$\alpha = 0.0040322(^{\circ}\text{C})^{-1}$ para el aluminio normalizado

5.3.2 Calculo de l

Para el cálculo del coeficiente de autoinductancia l , supondremos que el flujo magnético es generado por dos conductores paralelos infinitos, por los cuales circula una corriente I .

Asumiremos que los conductores son cilindros perfectos que se separan una distancia d y tienen un radio R . Además se cumple que $d \gg R$.

La disposición se aprecia en la figura 4.3.1 donde además se muestra un diferencial de área en el cual se calculará el flujo.

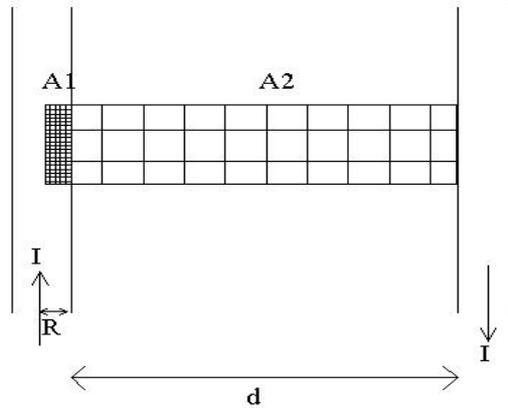


Figura A.5.3.1: campo generado por la corriente I en dos conductores paralelos

El sentido y dirección del campo H generado por la corriente I que atraviesa las áreas A1 y A2 para el conductor se aprecia mejor en un corte transversal mostrado en la figura A.5.3.2

Vista de frente
Campo H en el conductor

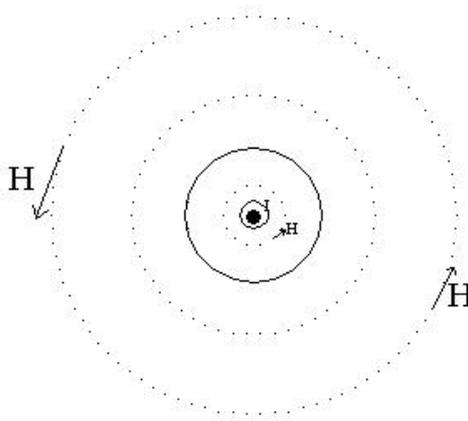
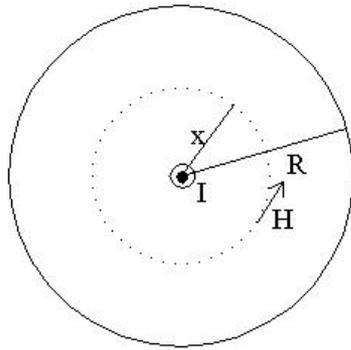


Figura A.5.3.2: Sentido y dirección del campo H

El campo generado por la corriente I tiene dos partes, una generada dentro del conductor y otra fuera de él. Estas situaciones se muestran en la figura A.5.3.3

Campo en el interior



Campo en el Exterior

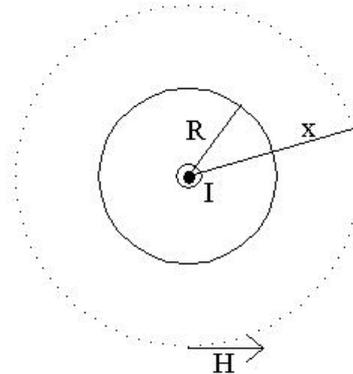


Figura A.5.3.3: Cálculo de los campos en el interior y en el exterior del conductor

El cálculo del campo se hace con la ley de ampere:

1) En el exterior

$$\oint \vec{H}_x d\vec{P} = I \Rightarrow H_x 2\pi x = I \Rightarrow H_x = \frac{I}{2\pi x} \text{ con } x > R \text{ Ec A.5.3.2}$$

2) En el interior

$$\oint \vec{H}_x d\vec{P} = I(x) \Rightarrow H_x 2\pi x = I \frac{x^2}{R^2} \Rightarrow H_x = \frac{I}{2\pi R^2} x \text{ con } x < R \text{ Ec A.5.3.2}$$

$$H_x \begin{cases} \frac{I}{2\pi x} & x > R \\ \frac{I}{2\pi R^2} x & x < R \end{cases}$$

$$B_x = \mu H_x \quad \mu_{\text{vacío}} = 4\pi \times 10^{-7} \quad \text{con la simplificación} \begin{cases} \mu_{\text{aire}} \approx \mu_{\text{vacío}} \\ \mu_{\text{cond}} \approx \mu_{\text{aire}} \end{cases} \text{ Ec A.5.3.3}$$

$$B_x \begin{cases} \frac{\mu I}{2\pi x} & x \geq R \\ \frac{\mu I}{2\pi R^2} x & x < R \end{cases}$$

Para calcular el flujo del área $A = A_1 + A_2$. Llamaremos ϕ_{int} al que atraviesa el área A_1 y ϕ_{ext} al que atraviesa el A_2 .

Cálculo del flujo

Sin perder generalidad tomamos $A = (R+d)*1 \Rightarrow dA = 1*(dR + dd) \stackrel{\text{cambiando la variable de integración}}{=} 1* dx$

$$d\phi_{\text{int}} = \frac{\mu x I}{2\pi R^2} dx \Rightarrow \phi_{\text{int}} = \frac{\mu I}{2\pi R^2} \int_0^R x dx = \frac{\mu I}{2\pi R^2} \frac{x^2}{2} \Big|_{x=R} = \frac{\mu I}{4\pi} \quad \text{Ec A.5.3.4}$$

$$d\phi_{\text{ext}} = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \Rightarrow \phi_{\text{ext}} = \frac{\mu I}{2\pi} \int_R^{R+d \approx d} \frac{dx}{x} = \frac{\mu I}{2\pi R^2} \text{Ln}(x) \Big|_{x=R}^{x=d} = \frac{\mu I}{4\pi} \text{Ln}\left(\frac{d}{R}\right) \quad \text{Ec 4.3.5}$$

$$\left. \begin{aligned} \phi_{\text{total}} &= \frac{\phi_{\text{int}}}{2} + \phi_{\text{ext}} = \frac{\mu I}{8\pi} + \frac{\mu I}{2\pi} \text{Ln}\left(\frac{d}{R}\right) \\ l &= \phi_{\text{total}} \end{aligned} \right\} \Rightarrow l = \frac{\mu}{8\pi} + \frac{\mu}{2\pi} \text{Ln}\left(\frac{d}{R}\right) \quad \text{Ec A.5.3.6}$$

La ecuación A.5.3.6 se puede expresar de la siguiente manera n función de R_m el radio medio geométrico. Donde:

R_m : es el radio que debería tener un conductor hueco para tener la misma inductancia l del conductor real

$$\begin{aligned} l &= \frac{\mu}{2\pi} \left(0.25 + \text{Ln}\left(\frac{d}{R}\right) \right) \cong \frac{\mu}{2\pi} \left(\text{Ln}(1.284) + \text{Ln}\left(\frac{d}{R}\right) \right) = \frac{\mu}{2\pi} \text{Ln}\left(\frac{1.284d}{R}\right) = \\ &= \frac{\mu}{2\pi} \text{Ln}\left(\frac{d}{\frac{R}{1.284}}\right) = \frac{\mu}{2\pi} \text{Ln}\left(\frac{d}{R_m}\right) \end{aligned} \quad \text{Ec A.5.3.7}$$

$$l = 2 \times 10^{-7} \text{Ln}\left(\frac{d}{R_m}\right) \quad \text{Ec A.5.3.8}$$

Si la línea es trifásica y es perfectamente transpuesta la formula es la siguiente:

$$l = 2 \times 10^{-7} \text{Ln}\left(\frac{d_m}{R_m}\right) \quad \text{Ec A.5.3.9}$$

Donde d_m es la media aritmética de las distancias entre conductores $d_m = \sqrt[3]{d_{12}d_{23}d_{31}}$ si el triángulo de la figura 4.3.7 es equilátero.

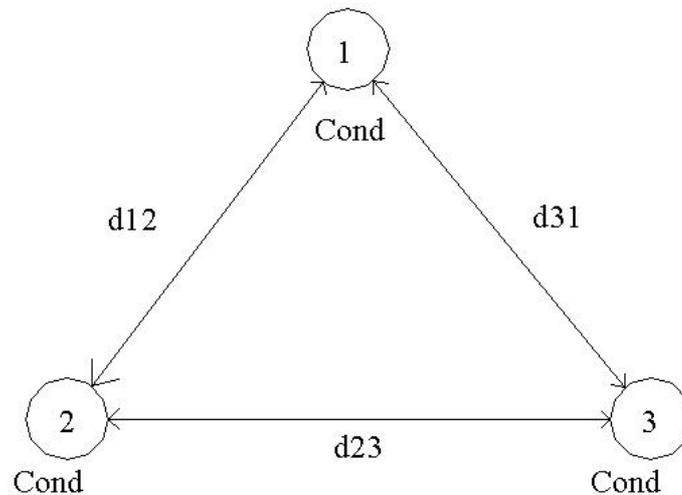


Figura A.5.3.4: Ejemplo de disposición de los conductores en una línea trifásica

5.3.3 Conductancia g

La conductancia g representa básicamente las pérdidas de potencia activa en dos fenómenos originados en las líneas:

- a) Efecto Corona: es el efecto de la ionización del aire alrededor de los conductores debida a los fuertes campos eléctricos que estas originan. Aproximadamente 1 kW /Km
- b) Pérdidas en Aisladores: son producidas por las corrientes de fuga que circulan por los aisladores que soportan a las líneas.

Es usual que estos efectos se desprecien si las líneas están bien diseñadas.

5.3.4 Calculo de c

La capacitancia c viene dada por la diferencia de potencial que hay entre los conductores y entre conductores y tierra. En esta sección se calculará entre conductores.

La capacidad se define como $c = \frac{q}{dU}$

Para calcular la diferencia de potencial entre los conductores que forman la línea es necesario calcular el campo eléctrico generado por la configuración. Para esto

comenzaremos el calculo con el campo eléctrico generado por un conductor cilíndrico infinito de radio R y carga q.

En la figura A.5.3.5 se aprecia que por argumentos de simetría del campo D tiene solo componente según un versor normal a la superficie de la cara lateral al cilindro infinito

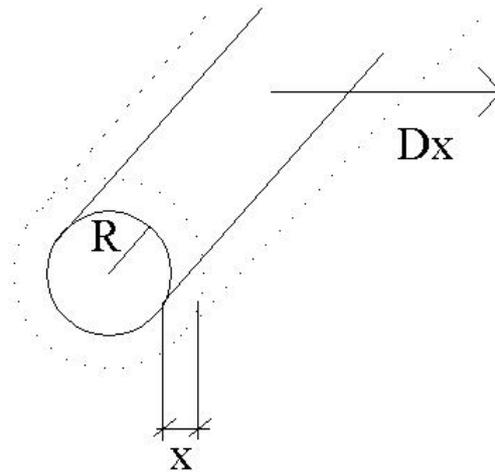


Figura A.5.3.5: Campo radial D_x normal a la superficie equipotencial a una distancia x

Para calcular el módulo de la componente de campo D_x planteamos la ley de coulomb:

$$\oint \vec{D} \cdot d\vec{s} = q \quad \text{Ec A.5.3.10}$$

Para hacer la integral tomo el diferencial de sup. como un cilindro de longitud igual a la unidad

$$\left. \begin{aligned} \oint \vec{D} \cdot d\vec{s} &= \int D_x 2\pi l dx = \int D_x 2\pi dx = q \\ D_x &= \epsilon E_x \\ \epsilon_{\text{aire}} &= \epsilon_{\text{vacío}} \cong 8.85 \times 10^{-12} \frac{F}{m} \end{aligned} \right\} \Rightarrow E_x = \frac{q}{2\pi x \epsilon} \quad \text{Ec A.5.3.11}$$

Bajo las mismas hipótesis pero ahora calculo el campo en un pto P del espacio (con cierta simetría) generado por dos conductores cargados con cargas q_1 y q_2 separados por una distancia d. El potencial de los conductores es v_1 y v_2 respectivamente. Esta situación se aprecia en la figura A.5.3.6

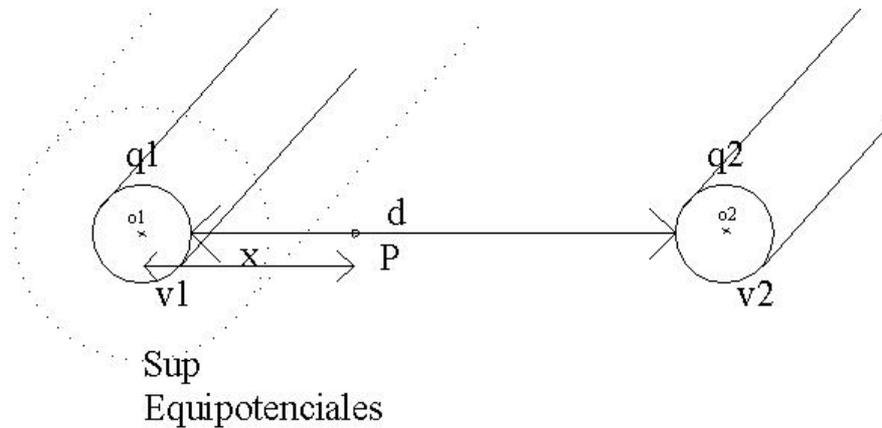


Figura A.5.3.6: Campo generado por dos conductores paralelos infinitos

Hipótesis:

Conductores infinitos $R \ll d$

$$\Rightarrow d + R \cong d \Rightarrow d + 2R + x = d + R + R + x \cong d + R + x \quad \text{Ec A.5.3.11}$$

Campo generado por q_1 en P es $E_1 = \frac{q_1}{2\pi\epsilon x} \quad \text{Ec A.5.3.12}$

Campo generado por q_2 en P es $E_2 = \frac{q_2}{2\pi\epsilon(d + r - x)} \quad \text{Ec A.5.3.13}$

La diferencia de potencial generada entre los conductores 1 y 2

$$v_1 - v_2 = \int (\vec{E}_1 + \vec{E}_2) \cdot d\vec{P} = \int_R^d (E_1 + E_2)(x) dx = \frac{q_1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{d}{R} + \frac{q_2}{2\pi\epsilon} \ln \frac{d}{R} \quad \text{Ec A.5.3.14}$$

$$= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left(\frac{d}{R} \right) (q_1 + q_2)$$

Caso trifásico

Para el caso trifásico tenemos que la ley de kirchoff par la línea es:

$$q_1 + q_2 + q_3 = 0 \quad \text{Ec A.5.3.15}$$

sean los conductores 1, 2, 3 dispuestos como en la figura 4.3.7 las diferencias de potencial de los conductores tomadas dos a dos son las siguientes:

$$\left. \begin{aligned}
 v_1 - v_2 &= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right)(q_1 - q_2) \\
 v_1 - v_3 &= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right)(q_1 - q_3)
 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \text{sumando}$$

$$\Rightarrow 2v_1 - v_2 - v_3 = \frac{(2q_1 - q_2 - q_3)}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right) = \frac{3q_1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right)$$

Ec A.5.3.16

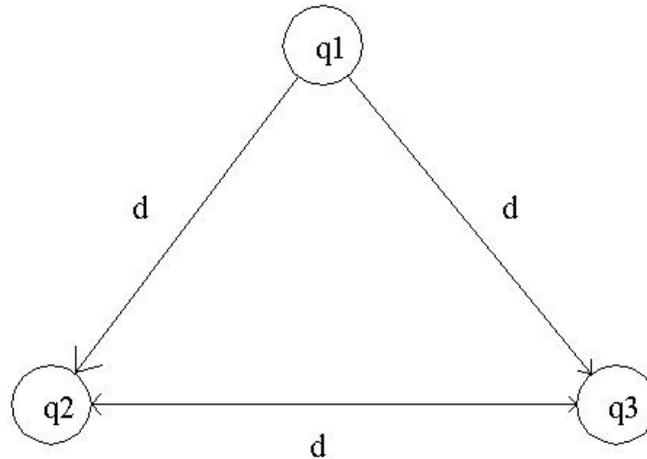


Figura A.5.3.7: Configuración de tres conductores cargados

En régimen sinusoidal podemos tomar fasores para las tensiones y la relación que existe entre ellos en un sistema equilibrado ($V_2 + V_3 = -V_1$) la ecuación anterior queda :

$$V_1 = \frac{Q_1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right) \underset{\text{en valores ins tan táneos}}{\cong} v_1 = \frac{q_1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right)$$

Ec A.5.3.17

Ahora estamos con los datos suficientes para calcular la capacitancia c por fase:

$$c = \frac{q_1}{v_1} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{d}{R}\right)$$

Ec A.5.3.18

Si el triángulo no fuera equilátero entonces la d se sustituye por

$$d_m = \sqrt[3]{d_{12}d_{23}d_{31}} \text{ ec A.5.3.19}$$

A.6 Relación entre la potencia reactiva y la tensión

Es evidente que la tensión, controlada en la generación (excitación y regulación según la potencia activa generada), debe llegar a los centros de repartición, distribución y consumo a niveles óptimos: no muy altos porque se crearían problemas de aislación, ni muy bajos porque no funcionarían los aparatos eléctricos.

En todo elemento de la red (líneas, cables, transformadores, etc.), se produce una variación de tensión entre los extremos de dicho elemento. Como aproximación al análisis, asimilaremos un elemento de la red a una impedancia $Z = R + j X$

En las líneas de AT y MT, se tiene $R \ll X$ y por lo tanto podemos tomar la aproximación $Z = j X$

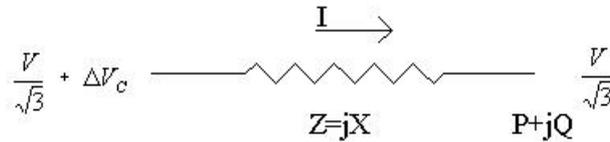


Figura A.6.1: Caída de potencial en un elemento

donde $\frac{V}{\sqrt{3}}$ es la tensión estrellada la cual tomamos como origen de fases y ΔV_c es la caída

de tensión estrellada a lo largo del elemento. Se cumple que $\Delta V_c = ZI$

donde I es la corriente que circula por el elemento para dar la potencia

$$S = P + j Q, \text{ lo que implica que } I = \frac{P - jQ}{\sqrt{3} V} .$$

La caída en el elemento viene dada por la expresión:

$$\Delta V_c = \frac{jX(P - jQ)}{\sqrt{3} V} \quad \text{Ec A.6.1}$$

El diagrama con los vectores lo apreciamos en la figura A.6.1:

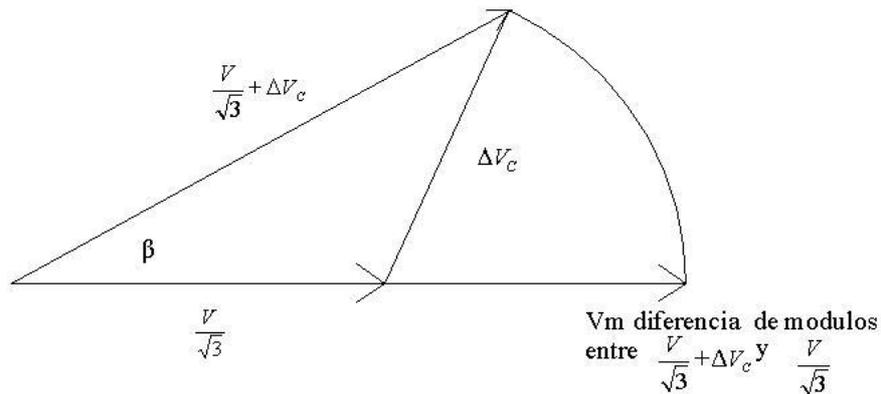


Figura A.6.2: Diagrama fasorial

Lo que queremos calcular es V_m la diferencia entre los módulos de los complejos $\frac{V}{\sqrt{3}} + \Delta V_c$ y $\frac{V}{\sqrt{3}}$. Esta diferencia la podemos aproximar por la proyección de ΔV_c sobre el eje real porque estamos tomando un elemento pequeño de la red por lo tanto β es pequeño, con lo cual vale:

$$V_m \cong \text{Re}(\Delta V_c) = \frac{XQ}{V\sqrt{3}} \quad \text{Ec A.6.2}$$

La caída de tensión compuesta queda:

$$U_m \cong \text{Re}(\Delta U_c) = \frac{XQ}{U} \quad \text{Ec A.6.3}$$

Con las simplificaciones realizadas llegamos a un resultado aproximado de la caída de tensión la cual es directamente proporcional a la potencia reactiva que fluye por la línea.

Decimos que hay caída de tensión porque los circuitos de las líneas son mayormente inductivos con lo cual $\Delta V_c > 0$ porque $Q > 0$. Cuando $Q < 0$ la tensión aumenta al otro lado del elemento de línea.

Esta es una de las razones por lo que es importante controlar el flujo de potencia reactiva en las líneas, lo ideal es que la $Q = 0$.

A.7 Caída de tensión en los cables. Fórmula aproximada

A continuación se deducirá la expresión de la caída de tensión aproximada a lo largo de una línea.

Sea un conductor trifásico destinado a llevar la energía desde un extremo alimentador, punto 1, hasta un extremo receptor, punto 2 como se indica en la figura A.7.1.

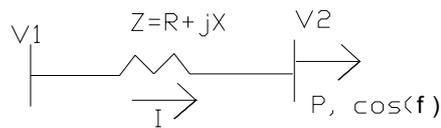


Figura A.7.1: Esquema para el cálculo de la caída de tensión

Siendo:

- V1: Tensión compuesta en voltios en el extremo alimentador.
- V2: Tensión compuesta en voltios en el extremo receptor.
- ΔV : Caída de tensión (resta de los módulos) en voltios producida a lo largo del conductor.
- $P, \cos(\varphi)$: Potencia activa en W consumida por la carga y el factor de potencia.
- Z: Impedancia del conductor en Ω , $Z = R + jX$.
- I: Corriente en cada fase del conductor en A.

Las ecuaciones que se cumplen (tensión y corriente complejas) son las siguientes:

$$V1 = I.(R+jX)+V2 = R.I + j.X.I + V2$$

El diagrama fasorial de la ecuación anterior es el siguiente:

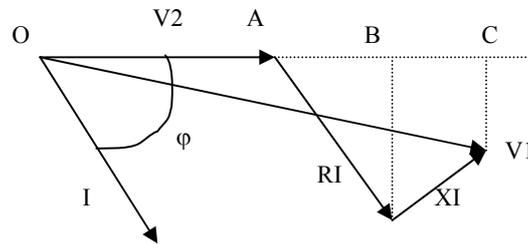


Figura A.7.2 Diagrama fasorial para la caída de tensión de la figura 1.

Lo que se quiere hallar es $\Delta V = |V1| - |V2|$. Para eso se aproxima V1 por su proyección perpendicular OC, de esa forma es $\Delta V / \sqrt{3} = OC - OA = AB + BC =$
 $= RI \cos(\varphi) + XI \sin(\varphi)$

$$\text{Por lo tanto } \Delta V = \sqrt{3}(RI \cos(\varphi) + XI \sin(\varphi))$$

Sección II

En esta sección se estudiará el problema para la resolución de la red óptima adaptada.

Para hallar la red óptima adaptada, lo primero que se debe hacer es determinar los costos de la red en estudio, para luego hallar un método de minimización de los mismos.

En primer lugar se realizará un estudio de los costos, y luego se propondrá un algoritmo llamado “algoritmo genético” para la obtención de la red óptima adaptada.

Capítulo1: Costos

A continuación se hará una introducción general a los costos, y luego se aplicarán algunos de los conceptos para el caso particular de una red de potencia.

1.1 Introducción

El concepto de "costo" se puede definir como el sacrificio total que debe ser hecho para obtener un cierto objetivo deseado, puede incluir dinero, materiales, tiempo, mano de obra, pérdidas de oportunidad, etc. Todos esos factores se deben medir en una base común, lo que se utiliza usualmente para evaluarlo es el dinero (pesos, dólares, euros...), de esa forma todos los sacrificios hechos para llegar al objetivo se traducen en dinero. Sin embargo, hay ciertos costos que son muy difíciles de traducir a dinero, por ejemplo los aspectos estéticos u otros “intangibles”. Para estas situaciones, se utilizan métodos de evaluación más complejos que no se tendrán en cuenta en este trabajo.

Se define como inversión, a la aplicación de fondos con la finalidad de obtener un beneficio que compense el sacrificio impuesto por la indisponibilidad de los fondos invertidos.

Las inversiones se pueden clasificar, según su objeto, en inversiones financieras o físicas. Las primeras pueden ser por ejemplo la compra de bonos del tesoro, obligaciones hipotecarias, letras de tesorería, etc., donde el objeto de la inversión es un **activo** financiero.

Las otras (inversiones físicas) son por Ej.: compra de maquinarias, equipos, realización de inventarios, o construcción y mejora de un edificio.

La confiabilidad de los sistemas eléctricos y la calidad de servicio son muy importantes, pero los costos insumidos para tal fin son extremadamente importantes. Sea que se utilice GD, (generación distribuida), o no, la decisión seguramente se basará en un análisis económico de las diferentes posibilidades. No sólo se tendrá en cuenta cuanto dinero se debe invertir, sino también en que momento y como, pues no es lo mismo gastar una gran suma al principio y luego poco, que gastar de forma más distribuida en el tiempo.

1.2 Tipos de costos

Los costos en los que se incurre para realizar y mantener en funcionamiento un cierto proyecto se pueden clasificar en los siguientes tipos:

Costo inicial: Es el dinero que debe ser invertido inicialmente para obtener todo lo necesario para poder poner en funcionamiento el proyecto que se desea implementar. Usualmente se puede expresar en un solo costo.

Costos de operación o variables: Son los que se requieren para poder mantener el sistema en funcionamiento. Incluyen mantenimiento, inspección, combustible, impuestos, repuestos, pérdidas eléctricas, etc. Existen mientras el sistema esté funcionando. Usualmente estos costos son estudiados sobre una base temporaria (Ej.: por día, por mes, por año).

Costos fijos: Son los costos que no varían con ninguna variable del proyecto que se desea implementar. Por ejemplo el alquiler de un local o algunos impuestos. No es el caso de la cantidad de combustible necesario para mantener en funcionamiento una unidad de generación distribuida, ya que la misma depende del uso que se le dé al generador.

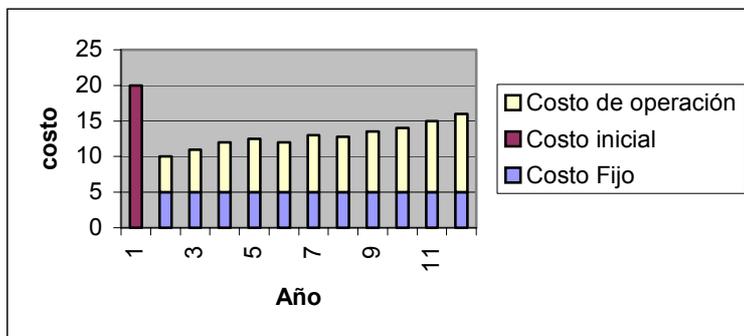
Costo de oportunidad: Costo correspondiente a las oportunidades que se pierden cuando los recursos no son utilizados para otro fin.

En la figura 1.2.1 se ve un esquema de cómo se pueden caracterizar los costos, según el momento en que se realizan o según como varían con el uso del sistema. De esa forma los costos en GD o en Transporte y Distribución de energía (T&D) se pueden relacionar con el tiempo y según su uso.

		Tiempo	
		Inicial	Continuo
Variabilidad	Fijo	Costo inicial que no depende del uso	Costo periódico que no depende del uso
	Variable	Costo inicial que depende del uso	Costo periódico dependiente del uso

Figura 1.2.1: Caracterización de los costos según cuando se incurre en ellos y la cantidad en el uso del sistema

En la siguiente gráfica se puede ver un ejemplo de cómo varían los costos en el tiempo, y los distintos tipos que hay.



Gráfica 1.2.1: Costo fijo, costo de operación y costo inicial

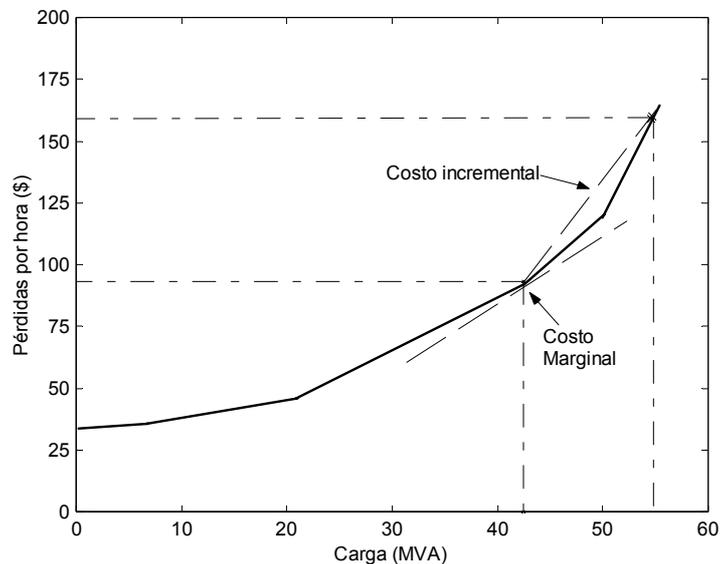
1.3 Costo marginal y costo incremental

Costo incremental: Es el costo por unidad de un cierto incremento específico de alguna variable de la función de costos, por ejemplo el costo incremental de aumentar la generación en 12MVA.

Costo incremental = $\Delta\text{Costo} / \Delta X$, siendo X la variable de la función de costos.

Costo marginal: Es la pendiente de la curva de costos respecto de alguna variable (derivada de los costos con respecto a esa variable). En definitiva es una tasa de variación que mide la variación de los costos dividida por la variación de la variable.

Los costos marginales e incrementales expresan una tasa de cambio en los costos con respecto a una misma variable base. No tienen porque coincidir debido a las discontinuidades y no linealidades en las curvas de costos, ver por ejemplo gráfica 1.3.1.



Gráfica 1.3.1: Costo por hora de las pérdidas Vs. La carga.

Se puede ver que el costo marginal es diferente al costo incremental. Esos costos son las pendientes de las rectas señaladas con las flechas.

1.4 Valor presente del dinero

Es un hecho que \$100 de aquí a un año no tendrán el mismo valor que en el presente, pues seguramente representarán menos (gráfica 5.3). El análisis del valor presente del dinero es un método que permite la medida y comparación de costos que ocurren en diferentes períodos de tiempo, expresándolos en un mismo tiempo base, lo cual permite la toma de decisiones.

El valor del dinero en cualquier momento en el futuro puede ser convertido a su valor presente mediante la siguiente expresión:

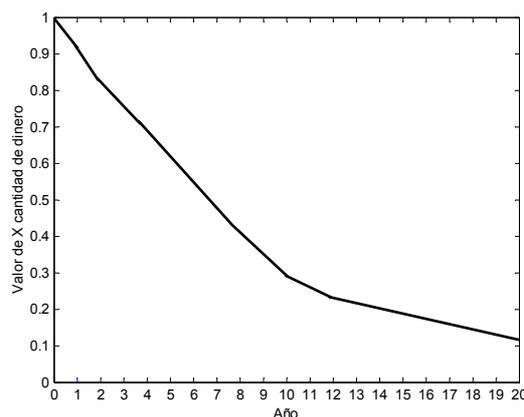
Valor presente de X cantidad de dinero dentro de t años = $X * P^t$ Ec.1.4.1

Donde P se llama: *Factor de valor presente* (PWF - Present Worth Factor-).

El valor presente de cierta cantidad es usualmente indicado con las siglas PW (Present Worth).

Por ejemplo supóngase que $P = 0.90$, por lo tanto el valor de \$100 dentro de un año será: $100*(0.9) = \$ 90$ PW, lo que significa que \$100 dentro de un año tendrán el mismo valor que \$90 en el presente.

De la misma manera \$100 de aquí a 5 años tendrán un valor de: $100*(0.9)^5 = \$ 59.05$ PW.



Gráfica 1.4.1: Análisis del valor presente del dinero.
A medida que el tiempo pasa el valor del dinero va disminuyendo.

Alternativamente, el factor del valor presente puede ser usado para determinar que cantidad se necesita en este momento para igualar cierta cantidad en el futuro.

Por ejemplo, para igualar \$100 PW dentro de un año, se necesitarán en el presente $\$100/0.90=\111.11 , para dentro de 2 años se necesitarán ahora $\$100/0.90^2=\123.46 .

Un costo futuro continuo anual puede ser convertido a valor presente sumando los valores PW de todos los años futuros. Es decir:

$$\text{El valor presente de X dinero} = X \sum_{t=1}^N P^t \quad \text{Ec.1.4.2}$$

Siendo N el número de años.

Por ejemplo, supóngase que se tiene una unidad de generación distribuida que se sustituye por otra ahorrando un total de 27,000 dólares anuales en combustible, el ahorro total de combustible en valor presente durante 30 años se puede calcular mediante la ecuación 1.4.2

como: Ahorro PW en 30 años = $\$27,000 \sum_{t=1}^{30} P^t$

Tomando $P = 0.90$, el ahorro total es US\$ 258,000 PW

1.5 Tasa de descuento

El análisis del valor presente toma en cuenta la diferencia del valor del dinero debido al paso del tiempo. El PWF puede ser influenciado por varios factores.

La tasa de descuento (d) es la tasa percibida de reducción del valor del dinero año tras año. Tomando en cuenta esta tasa d, el factor del valor presente P visto en la sección anterior (Ec. 1.4.1) se puede expresar de la siguiente manera:

$$P^t = 1/(1+d)^t \quad \text{Ec 1.5.1}$$

Donde d es la tasa de descuento anual y t es el año futuro.

Si $d = 11.11\%$ y si en el presente se tiene una cierta cantidad X de dinero, significa que dentro de un año su valor será equivalente al valor de X menos el 11.11% de X. Lo que equivale, según la ecuación anterior, a un factor de valor presente $P = (1/1.1111) = 0.90$. Por lo tanto el valor de \$111.11 dentro de un año será $\$111.11/1.1111 = \100

Un proceso de decisión basado en una tasa de descuento $d = 11.11\%$ y un PWF = 0.90, concluiría que gastar \$88 ahora en lugar de \$100 dentro de un año sería una buena decisión, ya que se estarían ahorrando \$2PW, pues \$100 dentro de un año tendrían un valor actual de \$90.

El análisis del valor presente del dinero es una herramienta para mantener los costos lo más bajo posible. Se debe utilizar para evaluar alternativas cuando entre las opciones hay diferencia en el momento de realizar la inversión (gastar mas hoy para ahorrar mañana), o cuando se deben evaluar los costos en los que se incurrirá, y estos ocurren en diferentes períodos de tiempo.

El PWF es un número que resume todas las razones por las cuales una organización preferiría gastar dinero mañana en vez de hoy. Estas razones varían de empresa a empresa y también con el tiempo. Es por eso que la determinación de esos factores no es fácil y dependen de cada caso, por tanto no se analizará en este trabajo.

1.6 Tasa de interés

El hecho de que en el futuro sea necesario más cantidad de dinero que en el presente para igualar su valor, es frecuentemente atribuido a la tasa de interés $tint$.

Una persona que tenga $\$X$ ahora puede invertirlos a una cierta tasa anual de interés $tint$ (por ejemplo, depositarlos en una cuenta a plazo fijo) y de esa manera obtener dentro de un año $(1+tint)$ veces lo que tenía en ese momento. Es decir que si en el presente se invierten $\$100$ con una tasa anual de interés del 5%, esa persona dentro de un año obtendrá $\$105$ y $\$128$ dentro de 5 años.

Un gasto de X cantidad de dinero será efectivo económicamente si este le reditúa al menos $X*(1+tint)^t$ dinero en el futuro, siendo t la cantidad de años.

El principal determinante, aunque no el único, de la inversión física es la tasa de interés. Para explicarlo se toman dos casos en cuenta:

En el caso en que se dispongan de fondos propios y no sea necesario endeudarse para invertir, la tasa de interés es vista como el costo de oportunidad de la inversión. Es decir que se decidirá invertir cuando la rentabilidad esperada de esa inversión sea mayor que el interés que obtendría por colocar el dinero en el banco o comprar otros activos financieros (Ej.: Bonos).

Por otro lado, en el caso en que no se disponga de fondos suficientes para llevar a cabo el proyecto, la tasa de interés afecta las decisiones de inversión. Pues la tasa de interés es el costo que tienen que pagar las empresas por pedir fondos prestados.

Es por eso que se dice que la inversión física depende negativamente de la tasa de interés, o sea que a mayor tasa de interés menor probabilidad de que alguien invierta.

1.7 Inflación

Se define la inflación como el aumento continuo y generalizado del conjunto de precios de una economía. De esta forma la tasa de inflación es el crecimiento de precios de un período respecto al anterior.

La inflación no es uno de los factores que generalmente se toman en cuenta dentro del factor del valor presente (PWF) cuando lo que se quiere es comparar alternativas diferentes. La razón es que la inflación aumenta todos los costos involucrados en el análisis, casi en un mismo porcentaje. Si la inflación en un año es 3%, entonces en promedio los equipos costarán 3% más, así como el trabajo, los impuestos, el combustible, etc. Afecta prácticamente a todos los costos por igual. Desde el punto de vista del planeamiento, como la inflación no produce prácticamente ningún impacto sobre los costos relativos en los distintos factores, esta es ignorada por simplificación.

1.8 Ejemplo del análisis del valor presente

Supóngase que se desea construir una subestación, y se sabe que la demanda de carga aumentará con el tiempo a una cierta tasa T . Para la construcción de la subestación se proponen dos posibilidades, y se desea saber cual es la más barata.

Opción A: Construir la subestación con 2 transformadores iguales de 25 MVA, para tener en cuenta desde ya el aumento de carga futuro. En este caso el costo inicial sería de U\$ 1,400,000.

Opción B: Construir la subestación inicialmente con un solo transformador de 25 MVA, con un costo inicial de U\$ 1,000,000, y luego, al cuarto año de estar la subestación en funcionamiento (es decir al 7º año de que se comenzó a construir la subestación, ya que se supone que se pone en funcionamiento a partir del tercer año), agregarle un segundo transformador de 25 MVA para satisfacer la demanda, por un valor de U\$ 642,000, pues la instalación se hará con el sitio energizado.

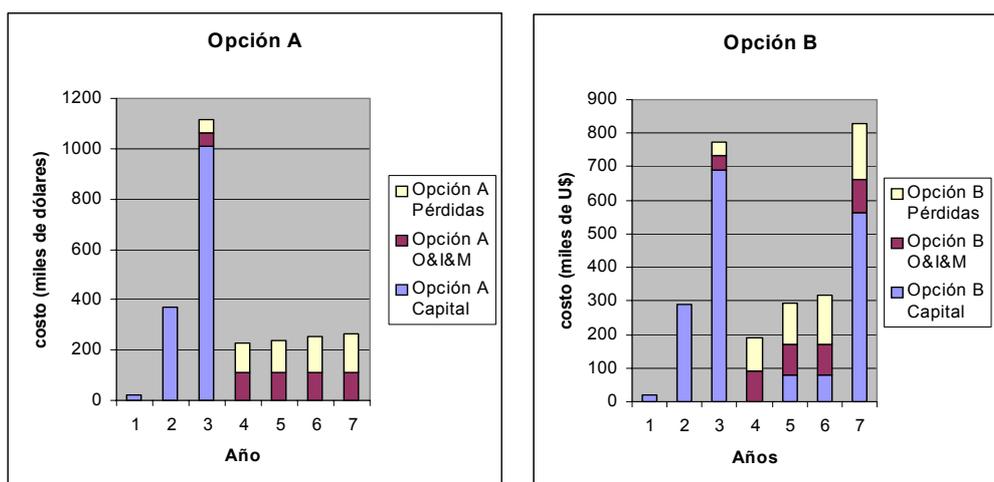
Además de esos costos, hay otros que se deben tener en cuenta, como por ejemplo las pérdidas de energía en los transformadores, los costos de operación, impuestos y mantenimiento (O&I&M). La inflación no se tendrá en cuenta.

En la siguiente tabla se muestran los costos para cada opción durante los 7 primeros años de la subestación, ver tabla 1.8.1 y gráfica 1.8.1.

Año	Opción A (2 Trafos. iniciales)				Opción B(1 trafo. Inicial)		
	Carga (MW)	Capital requerido	O&I&M	Pérdidas	Capital requerido	O&I&M	Pérdidas
1		20			20		
2		370			290		
3	12	1010	52	54	690	44	39
4	15.5		110	119		92	99
5	18.5		110	130		92	122
6	21.3		110	142	80	92	147
7	23.8		110	155	562	101	164
Total		1400	492	600	1642	317	666
		total = 2492			total = 2633		

Tabla 1.8. Costos en miles de dólares para cada opción en los 7 primeros años. No se tiene en cuenta la inflación.1:

Notar que el capital requerido para la construcción de la subestación, tanto para la opción A como para la B, no se gasta todo en el año en que la subestación es terminada (año 3), sino que antes también hay gastos, para por ejemplo la preparación del predio.



Gráfica 1.8.1: Gráfica de barras de los costos para las opciones A y B, del ejemplo 1.8

Comparando las dos alternativas se puede observar que el segundo transformador en la opción A, incrementa los costos de operación y mantenimiento durante los primeros cuatro años de funcionamiento de la subestación, debido a que en ese período tiene 2 transformadores, mientras que la opción B tiene 1.

Inicialmente las pérdidas de energía son mayores si los dos transformadores están presentes, pues significa el doble de pérdidas de vacío (las cuales no dependen de la carga, pues es la energía requerida para mantener el campo magnético del transformador) y como la carga es poca no hay gran ahorro. Pero en el séptimo año la configuración con 2 transformadores si tiene menores pérdidas que con uno solo, ya que la carga aumentó y las impedancias de los transformadores están en paralelo, y por lo tanto hay menores pérdidas.

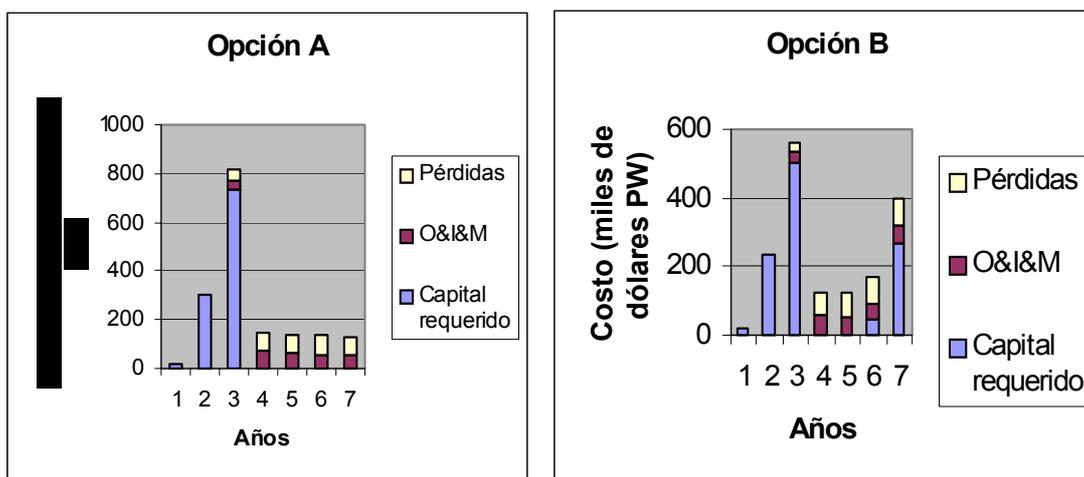
Se puede ver en los totales de la tabla 1.8.2 que la opción A utiliza U\$ 142,000 dólares menos que la opción B en el período estudiado, pero para ver cual es realmente más barato hay que hacer el estudio del valor presente.

En la tabla 1.8.2 y gráficas 1.8.2 se ven los gastos pasados a valor presente mediante la Ec.5.2, utilizando un factor de valor presente $P = 0.9$ (equivalente a una tasa de descuento $d = 11.11\%$).

Año	PWF	Opción A			Opción B		
		Capital requerido	O&I&M	Pérdidas	Capital requerido	O&I&M	Pérdidas
1	0.90	18			18		
2	0.81	300			235		
3	0.73	736	38	39	503	32	28
4	0.66		72	78		60	65
5	0.59		65	77		54	72
6	0.53		58	75	43	49	78
7	0.48		53	74	269	48	78
Total		1054	286	343	1068	244	322
Total = 1684				Total = 1633			

Tabla 1.8.2 pasada a valor presente con un factor de 0.9

Notar como el costo total disminuye para ambos casos



Gráfica 1.8.2: Costos para las opciones A y B, pasadas a valor presente con factor 0.90.

Se puede ver, en los valores totales de ambas tablas, que el hecho de pasar los costos a valor presente redujo sustancialmente la cantidad total que se debe gastar.

Además, ahora la opción más barata es la B, ahorrándose para este caso una cantidad de U\$ 51,000 PW. Esto se debe a que la alternativa B realiza muchos de sus gastos en el futuro, mientras que la A los realiza más cerca del presente.

La decisión a la que se llega depende del factor de valor presente que se tome. Si el PWF fuera distinto de 0.9 la decisión podría cambiar, por ejemplo si $PWF = 0.937$ (equivalente a una tasa de descuento de 6.77%) cualquiera de las dos alternativas **gastaría lo mismo. Para un PWF mayor que 0.937 la alternativa más barata sería la A.**

En definitiva para un PWF de 0.9 la mejor opción es la B.

1.9 Valor nivelizado

Muchas veces es útil comparar planes o proyectos sobre la base de sus valores anuales nivelizados.

El análisis del valor anual nivelizado implica encontrar un costo anual constante, el cual pasado a valor presente, iguale el costo total del proyecto en valor presente. Este análisis es particularmente útil cuando se comparan distintos planes en los cuales los costos presentes de cada plan tienen una gran variación de año a año sobre un período extenso de tiempo, o cuando los tiempos de vida de las opciones son diferentes.

El valor anual nivelizado del valor presente Q sobre N años se puede calcular de la siguiente manera:

$$\text{Valor anual nivelizado de } Q \text{ PW en } N \text{ años} = \frac{Q(d \times (1+d))^N}{((1+d)^N - 1)} \quad \text{Ec. 1.9.1}$$

Los pasos para encontrar el valor anual nivelizado de un proyecto son:

- a) Hallar el valor presente del proyecto.
- b) Aplicar la ecuación 1.9.1 al valor presente hallado en a).

En el ejemplo anterior (ejemplo 1.8), la alternativa A tenía un valor presente para un período de 7 años de \$1,684,000 (con PWF = 0.9 ó $d = 11.11\%$), por lo tanto utilizando la ecuación 1.9.1 se obtiene un valor nivelizado en 7 años =

$$= \$1,684,000 * 0.1111 * (1.1111)^7 / ((1.1111)^7 - 1) = \$358,641.$$

De la misma manera la alternativa B, tiene un valor anual nivelizado en el mismo período de \$347,780, la que sigue siendo más barato que la opción A.

1.10 Comparación de costos entre alternativas con distinto tiempo de vida

Puede pasar que dos proyectos tengan tiempos de vida diferentes, o diferentes tiempos para su financiación, y por lo tanto para su comparación se debe utilizar una misma base, para esto se puede utilizar el análisis del valor anual nivelizado.

Por ejemplo: Supóngase que se desea que la iluminación de un local sea de 1000 lúmenes (aproximadamente la iluminación de una lamparita incandescente de 75 Watts) durante 2500 horas al año. Se disponen de lámparas incandescentes, halógenas y fluorescentes compactas, las cuales tienen tiempos de vida de 3, 5 y 6 años respectivamente. Se desea saber que lámpara se debe poner en el local para minimizar los costos.

Los costos iniciales, costos de operación y tiempos de vida de los tres tipos de lámpara son diferentes, en la tabla 1.10.1 se muestran esos valores.

Incandescente					
tiempo vida(años)	PF	capital(U\$)	Energía(U\$)	Total(U\$)	valor presente (U\$)
1	0.9	2	23	25	22.5
2	0.81		23	23	18.63
3	0.73		23	23	16.79
Total PW					57.92
Valor nivelizado en 3 años = \$23.74					

Halógena					
tiempo vida(años)	PF	capital(U\$)	Energía(U\$)	Total(U\$)	valor presente (U\$)
1	0.9	8	13	21	18.9
2	0.81		13	13	10
3	0.73		13	13	53
4	0.66		13	13	9.46
5	0.59		13	13	8.53
Total PW					55.11
Valor nivelizado en 5 años = \$14.95					

Fluorescente compacta					
tiempo vida(años)	PFW	capital(U\$)	Energía(U\$)	Total(U\$)	valor presente (U\$)
1	0.9	17	8	25	22.5
2	0.81		8	8	6.48
3	0.73		8	8	5.84
4	0.66		8	8	5.28
5	0.59		8	8	4.72
6	0.53		8	8	4.24
Total PW					49.04
Valor nivelizado en 6 años = \$11.62					

Tabla 1.10.1: análisis de costo, para opciones con distintos tiempos de vida

En cada caso, los costos iniciales y los costos anuales de operación son evaluados en valor presente durante el tiempo de vida de cada lámpara. Luego se determina el valor nivelizado para ese período, lo que permite la comparación entre las tres opciones.

Se llega a la conclusión que la fluorescente compacta es la opción más económica, costando esta menos de la mitad que la incandescente.

En este ejemplo cada alternativa fue evaluada sobre un período de tiempo distinto (tiempo de vida de las lámparas), pero sin embargo los resultados son directamente comparables. Si la evaluación se hubiera hecho en un período de tiempo más largo, donde hubiera que haber tenido en cuenta el reemplazo de las lámparas, el resultado hubiera sido el mismo.

1.11 Decisiones en base a la evaluación costo-efectividad

¿Cómo se sabe si un proyecto en particular es el “mejor”?

No siempre es sólo cuestión de identificar la opción más económica. La selección también puede basarse en un análisis costo-beneficio, o la ganancia relativa por dólar invertido.

1.11.1 Análisis costo beneficio

En muchas situaciones las opciones a considerar pueden tener tanto costos como beneficios, y a la hora de seleccionar una hay que tenerlos en cuenta.

Muchas veces en estos casos, las decisiones se basan sobre una evaluación entre las ganancias esperadas versus los costos. Esto se hace mediante la relación **beneficio/costo, la**

cual se calcula como la división entre los beneficios sobre los costos, ambos valorados en valor presente.

Una relación beneficio/costo menor que la unidad significa que los costos son mayores que los beneficios, o sea que se pierde más de lo que se gana. Si la relación es mayor que la unidad significa que lo que se gana es mayor que lo que se pierde.

Por ejemplo, supóngase que se determinó que un proyecto tiene un costo en valor presente de U\$ 160,000 PW y que el mismo ahorrará un total en valor presente de U\$ 258,600 PW. Entonces la relación beneficio/costo de este proyecto es :

$$\text{Beneficio / Costo} = 258,600/160,000 = 1.62$$

Por lo tanto esta alternativa es buena, ya que tiene un 62% más de beneficios que de costos.

Utilizar el análisis de costo beneficio para comparar opciones que van más allá de los límites del proyecto (por ejemplo gastar más dinero del que se tiene disponible) puede llevar a tomar una decisión no óptima.

En la tabla 1.11.1 se puede ver un ejemplo de dos proyectos de expansión hipotéticos, ambos se desean llevar a cabo. Dichos proyectos contienen 9 alternativas distintas que se podrían seleccionar, cuyos costos se van incrementando en U\$ 100,000. En cada proyecto se incluye una opción donde no se hace nada, que es la situación actual (los futuros costos para estos casos son de U\$ 3,000,000 PW y U\$ 4,000,000 PW respectivamente).

Proyecto A					
Opción	Δ Costo	Total PW	Beneficio total	Beneficio neto (Beneficio total - costos)	Beneficio/Costo
Actual		3000	0	0	-
1	100	2400	700	600	7.0
2	200	2050	1150	950	5.8
3	300	1900	1400	1100	4.7
4	400	1800	1600	1200	4.0
5	500	1785	1715	1215	3.4
6	600	1800	1800	1200	3.0
7	700	1805	1895	1195	2.7
8	800	1845	1955	1155	2.4
9	900	1945	1955	1055	2.2
Proyecto B					

Opción	Δ Costo	Total PW	Beneficio total	Beneficio neto (Beneficio total - costos)	Beneficio/Costo
Actual		4000	0	0	-
1	100	2725	375	275	3.8
2	200	2510	690	490	3.5
3	300	2295	1005	705	3.4
4	400	2120	1280	880	3.2
5	500	1970	1530	1030	3.1
6	600	1820	1780	1180	3.0
7	700	1795	1905	1205	2.7
8	800	1885	1915	1115	2.4
9	900	1945	1955	1055	2.2

Tabla 1.11.1: opciones para los dos proyectos, precios en miles de dólares

Si la selección es hecha según que opción tiene el menor costo en valor presente, se elegiría la opción 5 para el proyecto A y la opción 7 para el B, gastándose un total de U\$ 1,200,000. Esas alternativas tienen diferente relación costo-beneficio.

Supóngase que el presupuesto máximo con el que se dispone para llevar a cabo los dos proyectos es de U\$ 800,000 en total. Se podría entonces elegir por ejemplo la opción 5 para el proyecto A y la 3 para el proyecto B (utilizando de esa forma el máximo disponible del presupuesto), ambas opciones tienen una relación costo beneficio de 3.4, obteniéndose así un beneficio total de U\$ 2,720,000.

Esta selección se puede mejorar, por ejemplo se podría elegir para el proyecto A la opción 4 en lugar de la 5, liberando de esta forma U\$ 100,000 del capital y utilizándolo luego en el proyecto B eligiendo la opción 4 en vez de la 3. Esto significa una mejora neta del beneficio en U\$ 160.000, con el mismo costo.

Nuevamente se puede pasar de la opción 4 a la 3 para el proyecto A y de la 4 a la 5 para el B. Nuevamente el capital utilizado es de U\$ 800, 000 pero aumentando el beneficio neto en U\$ 50,000, con respecto a la opción anterior. Ahora el beneficio total es de U\$ 2,930,000.

La razón por la cual el análisis costo-beneficio puede llevar a decisiones no óptimas, se puede ver notando que si se hubiera elegido la opción 1 para el proyecto A, la cual tiene mayor relación beneficio/costo (Rel.=7) , las ganancias netas hubieran sido menores que para otras opciones, aunque la relación costo beneficio sea la mayor de todas. Es decir que la mayor relación costo beneficio no implica la ganancia mayor.

Referencia bibliográfica [L2]

Capítulo 2: Demanda de energía eléctrica

2.1 Tipos de consumidores de energía eléctrica

Distintos tipos de consumidores compran energía eléctrica, alrededor de la mitad es utilizada para uso doméstico, donde dentro de esa categoría las aplicaciones son variadas. Un cuarto es consumida por locales comerciales, tanto grandes como pequeños, la energía en estos casos tiene usos finales similares a las domésticas (calefacción, refrigeración, cocina, iluminación, etc.), pero su necesidad es únicamente comercial. Finalmente el otro tipo de consumidor son las industrias, quienes utilizan la energía para sus procesos de producción, donde hay involucrados motores, compresores, y una variedad de aplicaciones industriales. Además hay un pequeño porcentaje de energía que es utilizada para otros fines, y no entra dentro de las categorías anteriores, como por ejemplo la iluminación vial. En la siguiente figura (tabla 2.1.1) se puede ver un cuadro donde se ilustra un ejemplo de los distintos usos en un momento de demanda pico.

Otros usos 9%	
Industrial-11%	
Comercial-22%	
Residencial 58%	Refrigeración 50% iluminación 17% Calentamiento de agua 12% cocina 12% otro 9%

Tabla 2.1.1: Ejemplo de demanda de energía (Sudeste de EEUU), clasificado por tipo de consumidor

Como resultado, la carga de un sistema eléctrico está compuesta por distintos tipos de consumidores y aplicaciones.

2.2 Curvas de demanda

La energía demandada varía como una función del tiempo. Por ejemplo, en la mayoría de los hogares, la demanda para la iluminación es mayor en la mañana temprano y luego durante la noche hasta que los ocupantes de la casa se fueron a dormir. La iluminación es

generalmente mayor durante los fines de semana, cuando la actividad de las personas dura hasta más tarde, y durante las épocas del año como el invierno, cuando el sol se pone antes. Otros usos finales son por estación, como por ejemplo el aire acondicionado, el cual se utiliza generalmente en verano.

El resultado de esta heterogeneidad de la carga, es una variación en la demanda de potencia eléctrica como una función temporal. A esa función se le llama curva de demanda (ver figura 2.2.1), los datos que generalmente más interesa saber son:

- El Valor pico de la demanda (la máxima cantidad de potencia que se debe generar), el cual define la capacidad del sistema de generación
- El mínimo valor y el tiempo donde ocurre
- El total de energía requerida (área debajo de la curva)
- El valor de la carga cuando ocurre el pico de demanda.

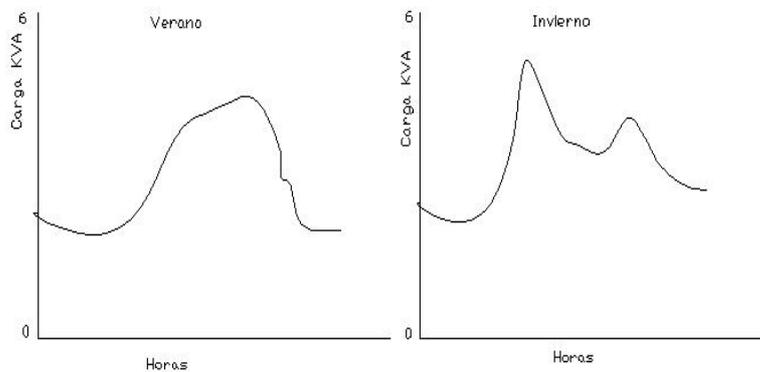
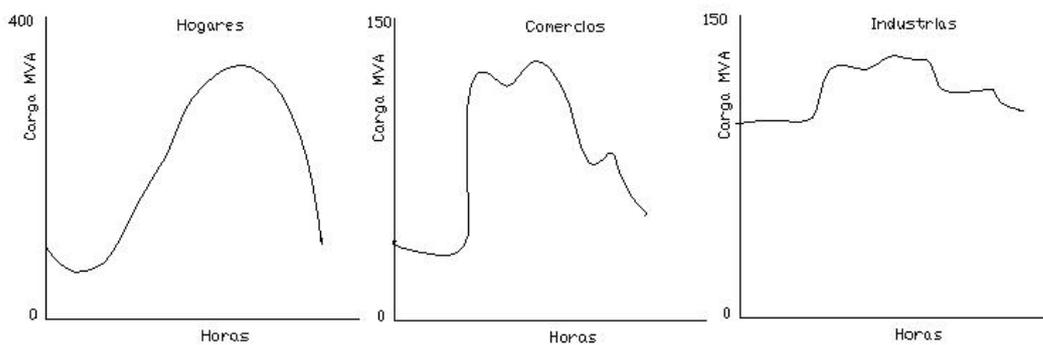


Figura 2.2.1: Curva de demanda para distintas épocas del año

2.3 Clases de consumidores y curvas de demanda

Mientras que todos los consumidores difieren en el patrón de uso de la energía, los consumidores que están dentro de una clase en particular, como por ejemplo la residencial, tienden a tener una curva de demanda similar, mientras los que son de clases distintas tienden a no coincidir. Por lo tanto, lo que se hace, es distinguir los distintos comportamientos según a que clase de consumidor pertenezca, y caracterizando cada clase con una curva de demanda diaria típica (figura 2.3.1).

Si bien se pueden tener datos para generar una curva de las 8760 horas del año, es suficiente representar la curva según días clave, por ejemplo discriminando según la estación del año y si es o no fin de semana.



2.3.1: Curva de demanda para distintos consumidores

Figura

2.4 Períodos de demanda

La demanda es el valor promedio de la curva de carga durante un cierto período de tiempo, el cual es conocido como “intervalo de demanda”. Muy a menudo, la demanda se mide en una base horaria como se muestra en la figura 2.4.1, pero esto no tiene porque ser estrictamente así.

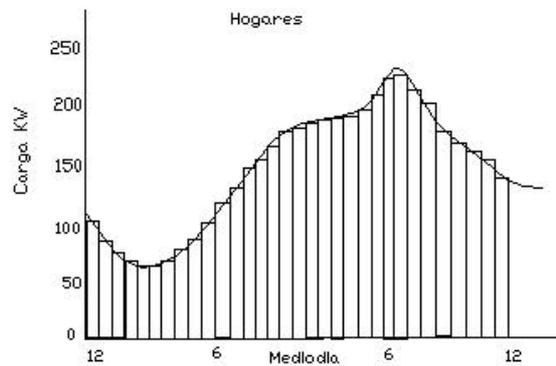


Figura 2.4.1: Curva de demanda con datos cada intervalos de 1 hora

El valor promedio de la potencia consumida durante el intervalo de demanda, se calcula dividiendo los Kwatt-hora entre el intervalo de demanda.

Si la curva de demanda está hecha en una base diaria cada intervalo de una hora, la curva consistirá de 24 valores, cada uno de los cuales es el valor de la potencia consumida en ese momento. Esta curva también puede estar hecha en una base semanal, anual o mensual.

2.5 Factor de Carga

Se define el factor de carga como la relación entre el promedio de potencia consumida durante un cierto intervalo de tiempo, entre el pico de demanda dado en ese intervalo.

$$Factor\ de\ carga = \frac{Potencia\ promedio\ (KW)}{Potencia\ pico\ (KW)} = \frac{kWhr}{(kWpico) \times hr} \quad Ec\ 2.5.1$$

El factor de carga da una idea de cuanto tiempo se da el consumo máximo de carga durante ese intervalo. Un factor de carga alto da a entender que la carga está en el máximo o cerca del mismo, durante una buena porción del tiempo.

2.6 Curvas de demanda y comportamientos coincidentes

La curva de carga típica de un solo consumidor individual, no presenta comportamientos suaves como los mostrados en las figuras anteriores, si no que presenta picos durante un tiempo corto. Por ejemplo, en una casa, los electrodomésticos se prenden durante un tiempo y luego se apagan, y por lo tanto las curvas de demanda de hogares individuales se ven como la de la figura 2.6.1.

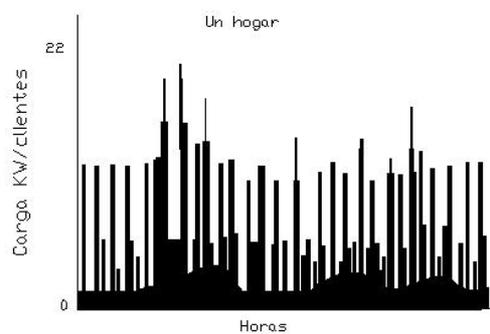


Figura 2.6.1: Curva de 1 hogar

Si se considera un grupo grande de consumidores, los cuales tienen un comportamiento similar, por ejemplo 100 hogares, el resultado que se obtiene al sumar las 100 curvas de carga individuales, es una curva de carga para ese grupo en particular, la cual ya no va a presentar picos y se va a suavizar a medida que se sigan sumando mas curvas.

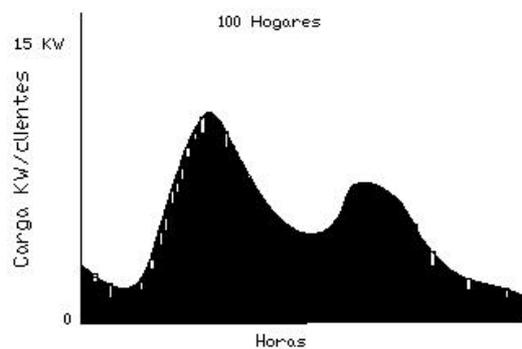


Figura 2.6.2: Suma de la curva de carga de 100 hogares, se puede ver que se suaviza la gráfica

2.7 Factor de carga utilizado en este trabajo

Para calcular el flujo radial (ver sección I), las potencias de carga que se utilizan son las potencias pico demandadas. Como se explicó anteriormente, esos valores no son representativos de la verdadera demanda, y por lo tanto al calcular las pérdidas de energía en la red, se está tomando la peor situación posible. Para corregir esto, lo que se hace es ponderar las pérdidas por el factor FP, el cual se calcula como el factor de carga.

Para esto, la curva de demanda que se utiliza en este trabajo es en una base anual (debido a que los costos se calculan por año). El año es dividido en sus cuatro estaciones donde cada una se subdivide en fin de semana y día de semana. Las muestras son horarias. En el siguiente cuadro (cuadro 2.7.1) se muestra como se toman los valores para la curva de demanda:

	Verano		Otoño		Invierno		Primavera	
	Día de semana	Fin de semana						
0								
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								

Cuadro 2.7.1: Datos de la curva de carga que se utilizará en este trabajo

Los valores que se utilizan para completar el cuadro son las potencias en KW promedio, por ejemplo para llenar la hora 12 de un día de semana en el verano, el valor utilizado es el promedio de las potencias consumidas todos los días de semana en el verano a la hora 12.

Para calcular el factor de carga se utiliza la ecuación:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Potencia promedio (KW)}}{\text{Potencia pico(KW)}} \quad \text{Ec. 2.7.1}$$

La potencia promedio se calcula haciendo el promedio de todas las muestras:

$$\text{Potencia Pr omedio}(kW) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P(i)$$

Siendo N la cantidad de datos que se tienen.

La potencia máxima es el valor máximo de los N datos.

Luego se obtiene el factor de carga. El cual es utilizado para ponderar las pérdidas de energía, las cuales son calculadas con las potencias pico.

Referencia bibliográfica [L2]

Capítulo 3: Costos de las pérdidas de potencia

3.1 Introducción

El costo total de la red se compone de tres tipos, a saber: los costos de operación y mantenimiento, los costos de inversión, y los costos debidos a las pérdidas Joule.

Las pérdidas de la red varían a lo largo de los años, esto se debe principalmente a que están relacionadas fuertemente con la potencia demandada.

A medida que la carga de la red aumenta la corriente por los conductores comienza a hacerse más elevada con lo cual las pérdidas joule aumentan.

Para cuantificar este efecto hay que modelar un aumento de la demanda durante el período de estudio.

En este trabajo se tomó el siguiente modelo simplificado de la demanda. En el año uno la red tiene una demanda inicial $P_D(0)$. En el período $[0, T_1]$ se incrementa a una tasa Δ , es decir $P(T+1)=(1+\Delta) \times P(T)$.

A partir del año T_1 la demanda se mantendrá constante hasta el fin del período de estudio.

Un gráfico representativo se muestra en la figura 3.1.1

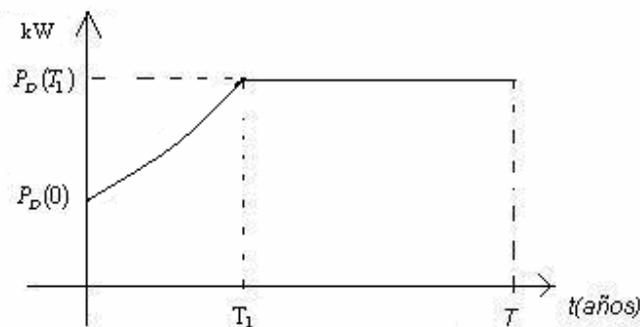


Figura 3.1.1 Gráfica del modelo de la demanda

3.2 Costo de Pérdidas en función de la potencia demandada en el año inicial (año 0 de estudio)

Para calcular el costo de las pérdidas de potencia de la red durante todo el intervalo, se estudiará primero para el intervalo $[0, T_1]$, y luego para el resto donde la carga se supone constante.

3.2.1 Pérdidas en el intervalo $[0, T_1]$

A continuación se estudiarán las pérdidas en el intervalo durante el cual se supone que la demanda de carga aumenta, se demostrará que las mismas dependen de la potencia demandada inicial.

Sea una rama cualquiera de la red, por ejemplo tomamos la rama r_{ij} , la cual une los nodos i y j . En la figura 3.2.1 se puede apreciar esta configuración.

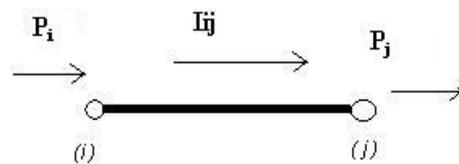


Figura3.2.1 .Esquema de rama r_{ij}

La potencia que entra al nodo i la llamaremos P_i y la potencia que sale del nodo j la denominaremos P_j , la corriente por la rama será I_{ij} y las tensiones correspondientes a los nodos i y j se denotarán U_i y U_j respectivamente.

Las pérdidas en esta rama se pueden calcular como $P_{\text{per}} = R_{ij} I_{ij}^2$ siendo R_{ij} la resistencia del cable correspondiente de la rama ij .

La potencia demandada en el nodo j de esta configuración se calcula:

$P_j = \sqrt{3}U_j I_{ij} \cos \varphi_{ij}$ Siendo $\cos \varphi_{ij}$, el factor de potencia “visto” por el nodo j

El cuadrado de la corriente que pasa por esta rama ij es:

$$I_{ij}^2 = \frac{P_j^2}{3.U_j^2 \cos^2 \varphi_{ij}}$$

Las pérdidas de potencia en esa rama vienen dadas por la siguiente expresión:

$$P_{Perdidas} = R_{ij} \cdot I_{ij}^2 = \frac{R_{ij}}{3.U_j^2 \cos^2 \varphi_{ij}} P_j^2 = k_{ij} \cdot P_j^2$$

Ec.3.2.1

$$Siendo \quad k_{ij} = \frac{R_{ij}}{3.U_j^2 \cos^2 \varphi_{ij}}$$

Por lo tanto las pérdidas en una rama son proporcionales al cuadrado de la potencia demandada en el extremo de la misma.

Como se puede observar en la ecuación 3.2.1, la constante de proporcionalidad K_{ij} depende de la tensión en el nodo j y del factor de potencia de la carga en ese mismo nodo, es decir que al aumentar la carga este factor no es estrictamente constante.

Las pérdidas de potencia de la red durante un solo año, se pueden expresar como la sumatoria de las pérdidas en todas las ramas. La ecuación resultante es:

$$P_{PerTot} = \sum_{r_{ij}} k_{ij} P_j^2 \quad Ec.3.2.2$$

Debido al modelo utilizado para el aumento de la demanda, la tensión en cada nodo de la red varía a lo largo de los T1 años, haciendo que la constante de proporcionalidad cambie de un año a otro.

Para simplificar el cálculo se harán las siguientes suposiciones

- La variación de la tensión a lo largo de los años se supondrá constante ya que esta debe mantenerse entre ciertos límites (Por ej.: $\pm 5\%$) para un funcionamiento adecuado.

- El coseno φ de la carga permanece constante.

Con estas aproximaciones se llega a que k_{ij} se mantiene constante a pesar del aumento de la demanda en el tiempo.

Con este supuesto, para hallar las pérdidas de potencia para una sola rama, a lo largo del período $[0, T_1]$ (ver figura 3.1.1) se realiza la siguiente iteración, haciendo uso de que la potencia demandada en el año $i + 1$, es la demandada en el año i multiplicada por el factor $(1 + \Delta)$.

$$\begin{aligned}
 P_{r_{ij}}(1) &= k_{ij} P_j(1)^2 = k_{ij} (1 + \Delta)^2 P_j(0)^2 && \text{pérdidas en el año 1} \\
 P_{r_{ij}}(2) &= k_{ij} P_j(2)^2 = k_{ij} (1 + \Delta)^2 P_j(1)^2 = k_{ij} (1 + \Delta)^4 P_j(0)^2 && \text{pérdidas en el año 2} \\
 \dots\dots\dots & \dots\dots\dots && \dots\dots\dots \\
 P_{r_{ij}}(t) &= k_{ij} P_j(t-1)^2 = \dots\dots\dots = k_{ij} (1 + \Delta)^{2t} P_j(0)^2 && \text{pérdidas en el año } t \\
 \dots\dots\dots & \dots\dots\dots && \dots\dots\dots \\
 P_{r_{ij}}(T_1) &= k_{ij} P_j(T_1-1)^2 = \dots\dots\dots = k_{ij} (1 + \Delta)^{2(T_1)} P_j(0)^2 && \text{pérdidas en el año } T_1
 \end{aligned}$$

Siendo Δ la tasa de crecimiento de la demanda de potencia y $P_{r_{ij}}(i)$ las pérdidas de potencia en el año i para la rama r_{ij} . Según la figura 3.1.1

Se puede ver de la iteración anterior que las pérdidas de potencia para una rama son proporcionales a la potencia inicial demandada.

Por lo tanto las pérdidas totales durante el período de aumento de la demanda para la rama ij se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\sum_{t=1}^{T_1} P_j(t) = \sum_{t=1}^{T_1} k_{ij} (1 + \Delta)^{2t} P_j(0)^2 \quad \text{Ec. 3.2.3}$$

3.2.2 Valor presente de las pérdidas en el intervalo [0,T₁]

Para evaluar el valor presente de las pérdidas en el intervalo [0,T₁], se supondrá que se tiene una tasa de interés t_{int} y una tasa de inflación m. Al precio del kW.h se le llamará PKW. De esa forma el precio de la energía perdida durante este período por efecto joule para una sola rama PEr_{ij}, estará dado por la siguiente ecuación.

$$PE_{rij} = PKW \times 365 \times 24 \times \sum_{t=1}^{T_1} k_j \frac{(1+\Delta)^{2t} (1+m)^t}{(1+t_{int})} P_j(0)^2$$

Se define la constante $\alpha = \frac{(1+\Delta)^2 (1+m)}{(1+t_{int})}$

Sustituyendo alfa en la ecuación anterior se obtienen el valor presente de las pérdidas de potencia para la rama r_{ij}:

$$PE_{rij} = PKW \times 8760 \times P_j(0)^2 \times \sum_{t=1}^{T_1} \alpha^t$$

Siendo $P_{P_j}(0) = k_j \times P_j(0)^2$

La expresión del precio de la energía está dada en función de la suma finita de α^t . Se puede calcular el resultado de la misma para $\alpha \neq 1$, de la siguiente manera:

$$\sum_{t=1}^{T_1} \alpha^t = S = \alpha + \alpha^2 + \alpha^3 + \dots + \alpha^{T_1} \quad Ec.3.2.4$$

$$\alpha S = \alpha^2 + \alpha^3 + \dots + \alpha^{T_1} + \alpha^{T_1+1} \quad Ec.3.2.5$$

Restando la Ec.3.2.4 a la Ec. 3.2.5 obtenemos una expresión para la suma S.

$$S(1-\alpha) = \alpha - \alpha^{1+T_1} \Rightarrow S = \frac{\alpha - \alpha^{1+T_1}}{(1-\alpha)} \quad \forall \alpha \neq 1$$

Si $\alpha = 1$, entonces el resultado de la suma es:

$$\sum_{t=1}^{T_1} 1^t = \sum_{t=1}^{T_1} 1 = T_1 \quad \text{para } \alpha = 1$$

El valor presente de las pérdidas de la rama rij en el período $[0, T_1]$ es:

$$PEr_{ij} = PKW \times 8760 \times P_{P_j}(0) \times \sum_{t=1}^{T_1} \alpha^t =$$

$$= \left\{ \begin{array}{l} P_{P_j}(0) \times PKW \times 8760 \times \frac{\alpha - \alpha^{1+T_1}}{(1-\alpha)} \quad \text{si } \alpha \neq 1 \\ P_{P_j}(0) \times PKW \times 8760 \times T_1 \quad \text{si } \alpha = 1 \end{array} \right\} = P_{P_j}(0) \times \beta$$

Para calcular el valor presente de las pérdidas en toda la red (PE), se debe sumar en cada rama, obteniendo:

$$PE = \beta \times \sum_{ramaij} P_{P_j}(0) = \beta \times \sum_{ramaij} k_{ij} P_j(0)^2 = \beta \times P_p(0) \quad \text{Ec. 3.2.6}$$

Por otro lado se tiene que:

$$P_p(0) = (1 + \Delta)^2 \sum_{ramas} P_j(1)$$

Utilizando la Ecuación 3.2.2 se puede ver que el valor presente de las pérdidas depende de la constante Beta y de la demanda inicial de toda la red, las cuales se pueden calcular realizando un flujo de carga.

Por lo tanto se tiene que:

$$PE = \beta \times P_p(0) \quad \text{Ec. 3.2.7}$$

Siendo $P_p(0) = k_{ij} \sum_{ramas} P_j(0)$

3.2.3 Costo de las pérdidas de T1 en adelante

En el período desde T_1 en adelante (donde se supone demanda constante) el valor presente de las pérdidas para la rama r_{ij} se pueden calcular de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 PE_{ij} &= PKW \times 8760 \times \sum_{t=T_1+1}^T k_j P_j(T_1)^2 \times \frac{(1+m)^t}{(1+t_{\text{int}})^t} = \\
 &= PKW \times 8760 \times (1+\Delta)^{2T_1} \underbrace{k_j P_j(0)^2}_{P_{P_j}(0)} \times \sum_{t=T_1+1}^T \left(\frac{1+m}{1+t_{\text{int}}} \right)^t = \\
 &= PKW \times 8760 \times (1+\Delta)^{2T_1} P_{P_j}(0) \times \sum_{t=T_1+1}^T \left(\frac{1+m}{1+t_{\text{int}}} \right)^t
 \end{aligned}$$

Si seguimos el mismo razonamiento anterior podemos obtener el valor de esta nueva suma para $\mu \neq 1$:

$$S_2 = \sum_{t=T_1+1}^T \underbrace{\left(\frac{1+m}{1+t_{\text{int}}} \right)^t}_{\mu} = \sum_{t=T_1+1}^T \mu^t = \frac{\mu^{T_1+1} - \mu^{T+1}}{1-\mu}$$

Para $\mu = 1$ el resultado es similar al obtenido para $\alpha=1$:

$$\sum_{t=T_1+1}^T 1^t = \sum_{t=T_1+1}^T 1 = \sum_{t=1}^T 1 - \sum_{t=1}^{T_1} 1 = T - T_1$$

Siendo T el último año del período de estudio y $\mu = \frac{1+m}{1+t_{\text{int}}}$

El valor presente de las pérdidas para una rama de la red en el período $[T_1, T]$ es el siguiente:

$$PE_{ij} = \underbrace{PKW \times 8760 \times (1 + \Delta)^{2T_1} \times \frac{\mu^{T_1+1} - \mu^{T+1}}{1 - \mu}}_{\lambda} \times P_{P_j}(0) = \lambda P_{P_j}(0)$$

Para obtener un resultado para toda la red se debe sumar en todas las ramas:

$$PE = \sum_j \lambda P_{P_j}(0) \stackrel{\lambda \text{ no depende de } j}{=} \lambda \sum_j P_{P_j}(0) = \lambda P_p(0) \quad \text{Ec.3.2.8}$$

Sumando los resultados de las ecuaciones 3.2.8 y 3.2.7 se obtiene el valor presente de las pérdidas durante el período $[0, T]$ para una red cuya demanda aumenta como lo indica la figura 7.1.

$$PE = \beta P_p(0) + \lambda P_p(0) = (\beta + \lambda) P_p(0) \quad \text{Ec. 3.2.9}$$

Si bien los cálculos se pueden hacer con la potencia pico, se está más cerca de los valores reales ponderando la potencia de pico demandada $P_p(0)$ por el factor de pérdidas calculado en el Capítulo 2.

Siendo:

$$\lambda = \begin{cases} PKW \times 8760 \times (1 + \Delta)^{2T_1} \times \frac{\mu^{T_1+1} - \mu^{T+1}}{1 - \mu} & \mu \neq 1 \\ PKW \times 8760 \times (1 + \Delta)^{2T_1} \times (T - T_1) & \mu = 1 \end{cases}$$

$$\beta = \begin{cases} PKW \times 8760 \times \frac{\alpha - \alpha^{1+T_1}}{(1 - \alpha)} & \alpha \neq 1 \\ PKW \times 8760 \times T_1 & \alpha = 1 \end{cases}$$

$$\mu = \frac{1 + m}{1 + t_{\text{int}}}$$

$$\alpha = \frac{(1 + \Delta)^2 (1 + m)}{(1 + t_{\text{int}})}$$

Del estudio anterior podemos concluir que el valor presente de las pérdidas de toda la red en el período de estudio depende de lo siguientes factores:

-
1. La potencia inicial demandada.
 2. los parámetros Δ , m , t_{int}
 3. El intervalo de estudio

Se debe notar además que el valor presente de las pérdidas se puede calcular sin hacer iteraciones, solamente haciendo sumas y multiplicaciones y realizando sólo un flujo de carga.

3.2.4 Valor presente de las Pérdidas en función de la potencia demandada en el año T1, tomando en cuenta el factor de carga

Además de obtener un método para el cálculo de las pérdidas, se debe saber si la red soportará el aumento de la demanda durante el período $[0 T]$. Es decir si la corriente que pasa por los conductores es soportada por estos, y la tensión de los nodos se encuentra en valores aceptables.

Para evaluar este punto se deben calcular las corrientes que hay en cada rama para la potencia demandada en el año T_1 , año en que la demanda alcanza su máximo, y por lo tanto la corriente. Para saber esto se debería calcular nuevamente un flujo de cargas para esta potencia. Una manera de no calcular dos flujos de carga para evaluar las pérdidas (uno en el año cero y otro en el año T_1) y de esa forma lograr minimizar el tiempo de cálculo, es calcular el valor presente de las mismas en el período $[0 T]$ a partir de la potencia demandada para el año T_1 en lugar del año cero.

Bajo las mismas hipótesis realizadas para obtener la ecuación 3.2.9 podemos calcular los $P_{Pj}(1)$ en función de $P_{Pj}(T_1)$. Esto se hace de la siguiente manera:

$$P_{Pj}(T_1) = k_{ij} (1 + \Delta)^{2T_1} P_j(0)^2 = (1 + \Delta)^{2(T_1-1)} P_{Pj}(1)$$

$$P_{Pj}(1) = \frac{P_{Pj}(T_1)}{(1 + \Delta)^{2(T_1-1)}}$$

Sumando en todas las ramas:

$$\sum_j P_{Pj}(1) = P_P(1) = \frac{1}{(1+\Delta)^{2T_1-1}} \sum_j P_{Pj}(T_1) = \frac{1}{(1+\Delta)^{2(T_1-1)}} P_P(T_1)$$

Siendo $P_P(T_1)$ las pérdidas de potencia de la red en el año T_1 (año en que la demanda es máxima)

Sustituyendo la expresión anterior en la ecuación 3.2.9, y tomando en cuenta el factor de carga para la red ya que el flujo de carga es hecho con la potencia máxima de la curva de demanda, obtenemos:

$$PE = FP(\beta + \lambda)P_P(0) = FP(\beta + \lambda) \frac{1}{(1+\Delta)^{2T_1}} P(T_1) \text{ Ec. 3.2.10}$$

Siendo:

$$\lambda = \begin{cases} PKW \times 8760 \times (1+\Delta)^{2T_1} \times \frac{\mu^{T_1+1} - \mu^{T+1}}{1-\mu} & \mu \neq 1 \\ PKW \times 8760 \times (1+\Delta)^{2T_1} \times (T - T_1) & \mu = 1 \end{cases}$$

$$\beta = \begin{cases} PKW \times 8760 \times \frac{\alpha - \alpha^{1+T_1}}{(1-\alpha)} & \alpha \neq 1 \\ PKW \times 8760 \times T_1 & \alpha = 1 \end{cases}$$

$$\mu = \frac{1+m}{1+t_{\text{int}}}$$

$$\alpha = \frac{(1+\Delta)^2 (1+m)}{(1+t_{\text{int}})}$$

$$P_P(0) = \frac{P_P(1)}{(1+\Delta)^2}$$

De esta forma se realiza un solo flujo de carga cuando la demanda es máxima, y a partir de ahí se calcula el valor presente de las pérdidas y se verifica si las restricciones de corriente y tensión son cumplidas.

3.2.5 Validación de las suposiciones realizadas en el cálculo de las pérdidas de energía

3.2.5.1 Introducción

En esta sección se validarán las suposiciones hechas para el cálculo de los costos de las pérdidas de energía de la sección anterior. Para esto se compararán los costos calculados mediante las aproximaciones (es decir suponiendo K_{ij} constante) y sin las aproximaciones.

3.2.5.2 Validación de suposiciones

Para el cálculo de las pérdidas se realizaron dos suposiciones, la primera fue suponer que la tensión de la red era constante, y la segunda fue tomar el coseno ϕ de la carga también constante. Suponiendo que esas dos hipótesis se cumplen, se llega a la conclusión que las pérdidas de la red durante el período de estudio dependen de la potencia inicial demandada. Para verificar que estas suposiciones son ciertas, se calculará el valor presente del costo de las pérdidas de la red de dos maneras distintas:

La primera como la vista en el punto anterior según la fórmula 3.2.10.

En segunda instancia se calcula para cada año las pérdidas de potencia de la red, y luego se calcula el valor presente con la fórmula siguiente:

$$\text{Valor presente de pérdidas Joule} = \sum_{i=1}^T \text{CostoPérdidas Red}(i) \cdot \left(\frac{1+m}{1+T \text{int}} \right)^i$$

Siendo $\text{CostoPérdidasRed}(i)$, el costo de las pérdidas en el año i , teniendo en cuenta el modelo para la curva de demanda.

Es decir que se debe hacer un flujo de carga para cada año para así obtener las pérdidas totales de la red, y luego calcular el costo de las pérdidas para ese año como:

$$\text{CostoPérdidasRed}(i) = \text{loss}(i) \cdot \text{Prekwh} \cdot 8760 \cdot \text{FP}.$$

En el siguiente cuadro se muestran los valores hallados para tres redes distintas, Durazno, Cardos S3 y Cardos S5. El costo aproximado es el obtenido mediante la fórmula 3.2.10, mientras que el exacto es el obtenido realizando un flujo de carga para cada año, luego se calcula el error relativo entre esos dos valores:

Red	Costo (U\$\$)		Error rel (%)
	Aprox	Exacto	
Durazno	2,23E+07	2,29E+07	2,73
Cardos S5	1,93E+09	1,96E+09	1,49
Cardos S3	1,45E+08	1,49E+08	2,89

Cuadro 3.2.1: Comparación de costos

Como se puede ver en el cuadro anterior, el error relativo utilizando la aproximación propuesta no llega al 3 %, o sea que se puede afirmar que la suposición de que k_{ij} sea constante es válida.

Los valores utilizados en el ejemplo anterior (cuadro 3.2.1) son:

- $FP=0.25$
- Tasa de crecimiento = 3 %
- $T1=10$ años, $T=30$ años
- Tasa de interés=10 %
- Inflación = 0 %

Las redes utilizadas se pueden ver en la sección I.

Capítulo 4: Costo de inversión de la red

Los costos iniciales o costos de inversión son los debidos al precio del cable y al de su instalación para que la red quede en condiciones de ser utilizada.

El precio por unidad de longitud de un cable varía dependiendo de distintos factores, entre ellos están:

- Su aislación, por ejemplo PVC o XLPE
- El tipo de conductor con el que este construido, por ejemplo cobre o aluminio
- Sección del conductor
- Tensión y corriente nominales
- Su construcción, por ejemplo si es preensamblado
- Si es subterráneo o aéreo

No sólo se debe tener en cuenta el costo del cable en si mismo, sino también su costo de instalación.

El costo de instalación del cable varía dependiendo del tipo de cable que se desee instalar, su tensión y corriente nominal, así como dependiendo del lugar en que ser instalado. Pues el costo de los elementos y mano de obra necesarios para su instalación varía según cada caso. A modo de ejemplo, no es lo mismo si es un cable subterráneo para MT o BT, o si es una línea aérea, donde se necesitan entre otras cosas columnas.

Como el costo de instalación para un mismo cable depende del lugar donde este esté instalado, en la planilla donde se ingresa la red (ver capítulo de explicación del programa), hay una columna llamada factor de instalación. Así cada rama de la red estará afectada por su factor correspondiente, por ejemplo, no es lo mismo instalar una línea aérea en un terreno plano que en uno montañoso.

Para los cálculos se supondrá que estos gastos son todos desembolizados en el año cero y por lo tanto el precio no se verá afectado cuando se pasa a valor presente, teniendo eso en cuenta se tiene que:

$$\text{Valor presente del costo de inversión} = \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ Ramas}} L_j \times PCable_j \times Fins_j \quad \text{Ec 4.1}$$

Donde:

- L_j es el largo en km de la rama j
- $PCable_j$, precio del cable de la rama j , en USD/Km. Donde se incluye el precio del cable y de instalación del mismo.
- $Fins_j$, factor de instalación correspondiente a la rama j .

Capítulo 5: Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Los costos de operación y mantenimiento son los costos en que se debe incurrir cada cierto período de tiempo, para que la instalación funcione correctamente durante su vida útil.

Estos costos dependen del tipo de instalación y lugar de ubicación, así como de la longitud de la línea. Por ejemplo, en una red puede suceder que ciertas ramas, aunque tengan el mismo cable, tengan distintos costos de operación y mantenimiento, ya que no es lo mismo el mantenimiento que se le debe realizar a una línea aérea cerca del mar, que a una que está lejos del mar. Para resolver esto, en la planilla donde se llena la red existe la columna factor de mantenimiento y así el costo de mantenimiento de cada rama quedará afectado por su factor correspondiente.

Los costos de operación y mantenimiento son costos que se deben realizar cada cierto período de tiempo. Haciendo que el período de tiempo sea anual (aunque sea otro período de tiempo se puede pasar a una base anual), el valor presente del costo de O&M se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Valor presente del costo O \& M de una rama} &= \sum_{i=1}^T Cr \left(\frac{1+m}{1+t_{\text{int}}} \right)^i = \\ &= \sum_{i=1}^T Cr \cdot u^i = Cr \frac{u - u^{T+1}}{1-u} = Crp \quad \text{con } u = \frac{1+m}{1+t_{\text{int}}} \text{ si } u \neq 1 \\ &\text{si } u = 1 \end{aligned}$$

$$\text{Valor presente del costo O \& M de una rama} = \sum_{i=1}^T Cr \cdot 1^i = Cr \times T$$

Con Cr el costo de O&M de esa rama, teniendo en cuenta su longitud, y Crp el costo de operación y mantenimiento pasado a valor presente.

Por lo tanto para hallar el costo presente de O&M de toda la red se debe sumar en todas las ramas:

$$\begin{aligned}
 \text{Valor presente del costo O \& M de la red} &= \sum_{j=1}^{\text{N}^{\circ}\text{Ramas}} Crp_j \cdot \text{FactMant}_j = \\
 &= \frac{u - u^{T+1}}{1-u} \sum_{j=1}^{\text{N}^{\circ}\text{Ramas}} Cr_j \cdot \text{FactMant}_j \quad \text{Ec.5.1}
 \end{aligned}$$

Siendo FactMant, el factor de mantenimiento asignado a la rama j.

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla, se muestran distintos valores obtenidos de la URSEA para el año 2001.

Lineas aéreas de BT (preensamblado, aluminio, aislación XLPE)

	Costo de inversión (U\$D/km)	Costo de O&M (U\$D/Km.Año)
Fachada 50mm2	12385	323
Columna 50mm2	28153	323
Poste 50mm2	14010	344
Fachada 95mm2	14245	326
Columna 95mm2	29857	326
Pste 95mm2	17233	331

Cable subterráneo de BT

Aluminio, 240mm2, XLPE	74513	130
------------------------	-------	-----

Cable subterráneo MT

Aluminiom 240mm2,XLPE	79551	130
-----------------------	-------	-----

Cuadro 5.1: Costos para distintos casos

Capítulo6: Costos totales de la red

El costo total en valor presente de la red, es la suma de los costos vistos anteriormente, es decir los costos de las pérdidas, las el costo de inversión, más el costo de operación y mantenimiento durante el período estudiado.

De esta forma sumando las ecuaciones 3.2.10, 4.1 y 5.1 se obtiene el costo total de la red en valor presente:

$$Costo\ Total = FP(\beta + \lambda) \frac{1}{(1+\Delta)^{2T_1}} P(T_1) + \frac{u-u^{T+1}}{1-u} \sum_{j=1}^{N^{\circ}Ramas} Cr_j \cdot FactMant_j + \sum_{j=1}^{N^{\circ}Ramas} L_j \times PCable_j \times Fins_j$$

Siendo:

$$\lambda = \begin{cases} PKW \times 8760 \times (1+\Delta)^{2T_1} \times \frac{\mu^{T_1+1} - \mu^{T+1}}{1-\mu} & \mu \neq 1 \\ PKW \times 8760 \times (1+\Delta)^{2T_1} \times (T - T_1) & \mu = 1 \end{cases}$$

$$\beta = \begin{cases} PKW \times 8760 \times \frac{\alpha - \alpha^{1+T_1}}{(1-\alpha)} & \alpha \neq 1 \\ PKW \times 8760 \times T_1 & \alpha = 1 \end{cases}$$

$$\mu = \frac{1+m}{1+t_{int}}$$

$$\alpha = \frac{(1+\Delta)^2 (1+m)}{(1+t_{int})}$$

Notar que para hallar el costo total de la red y además verificar si esta cumple con las restricciones de tensión y corriente, es necesario un solo flujo de carga.

Capítulo 7: Algoritmos Genéticos

En este capítulo se pretende mostrar la resolución de un problema de optimización de redes de potencia mediante una Heurística llamada Algoritmo Genético.

7.1 Computación Evolutiva

La computación evolutiva pertenece a una amplia gama de métodos que tratan de optimizar una función utilizando una estrategia esencialmente independiente del problema que se trate. Estos métodos requieren muy poco conocimiento sobre la estructura del espacio de búsqueda o del problema particular. Es por ello que son naturalmente aplicados a problemas cuya estructura es poco conocida.

Los algoritmos evolutivos son estrategias de búsqueda basadas en la población, mantienen la localización de un conjunto de muestras o individuos en el espacio paramétrico de la función. La comparación estándar a través de la cual nuevas muestras son generadas o las antiguas descartadas, es una función del conjunto de muestras existentes.

Combinaciones de las muestras en la población son utilizadas para derivar nuevas muestras. La población inicial es creada arbitrariamente, y evoluciona hacia mejores regiones del espacio de búsqueda a través de procesos aleatorios de **selección, mutación, recombinación**. El medio ambiente por su parte entrega una valiosa información, el valor de la **función de fitness** de la muestra determinada. El proceso de selección favorece a aquellos individuos o muestras de alto fitness (sobrevivencia del más adaptado) para reproducirse. El mecanismo de recombinación permite la mezcla de la información de los padres para transmitirlos a sus descendientes, y la mutación introduce la innovación en la población de prueba. Esto conduce durante el proceso de evolución a que la calidad promedio de la población aumente, con la esperanza de alcanzar la solución óptima.

Hay diversos algoritmos evolutivos, entre los que se destacan: Programación Evolutiva, Programación Genética, Estrategia de Evolución y los Algoritmos Genéticos. Todos ellos comparten una base conceptual común. Estos algoritmos son suficientemente complejos como para proveer un mecanismo de búsqueda robusto y poderoso. Aunque no puede

afirmarse que un AE, como simulación de un proceso genético, sea una búsqueda aleatoria de una solución para un problema, el resultado es claramente no aleatorio.

7.2 Raíces de la Teoría evolutiva

Con el fin de facilitar la comprensión sobre los algoritmos evolutivos y sus orígenes, se presenta a continuación una breve reseña histórica sobre las raíces de la teoría de la evolución.

La teoría de la evolución a través de la selección natural fue publicada simultáneamente por Charles Darwin (1809-1882) y Alfred Rusel Wallace (1823-1913) en 1858. Darwin y Wallace eran ambos naturalistas que invirtieron años coleccionando y clasificando especies en expediciones alrededor del mundo. Su experiencia los convenció que tanto plantas como animales cambian a través del tiempo.

El mecanismo de herencia fue pobremente entendido cuando Darwin y Wallace propusieron su teoría. Era sabido que muchos rasgos o características eran heredados. El austriaco Monk y el británico Gregor Johann Mendel (1822-1884) publicaron su trabajo sobre genética en 1886 donde se demostraba que los rasgos heredados eran discretos y que además existían dos sets de instrucciones para cada característica. En 1909 Wilhem Johanssen acuñó el término *gen* para referirse a una unidad discreta de herencia. El contenido completo de material genético almacenado en una célula es conocido como genoma.

En el año 1953 Watson y Circk anunciaron la estructura del ADN. Propusieron que el ADN está formado por dos cadenas unidas a través de una base complementaria, conformando una doble hélice. El modelo demuestra un claro código compuesto por cuatro letras y sugiere un mecanismo simple para ser copiado. Las hélices se pueden separar y los extremos libres pueden conformar copias de ellas mismas como lo indica la figura 7.2.1.

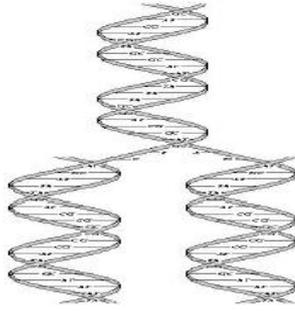


Figura 7.2.1 Hélice de ADN

El mecanismo principal de la evolución lo constituye la mutación del ADN mientras este es copiado. La tasa de mutación natural se estima alrededor de una mutación por 10^5 - 10^6 nucleótidos. Una mutación que afecte un aminoácido de una proteína puede cambiar radicalmente su funcionamiento, dejándola algunas veces incluso totalmente disfuncional.

Diferentes genes que codifican una misma proteína son denominados *alelos*. Frecuentemente un alelo va a dominar la población, éste es conocido como del *tipo salvaje*.

La reproducción *sexual* es un proceso complicado e involucra dos fases. La fase haploide que está compuesta por una copia de cada uno de los *genes* y la fase *diploide* compuesta por dos copias de cada gen. Dos *haploides* (usualmente gametos) se combinan en el proceso de *singamia* para producir la fase diploide del organismo.

El proceso inverso es conocido como *meiosis*. Durante el proceso de la meiosis dos ‘padres’ o líneas de ADN se unen en ciertos puntos a lo largo del cromosoma. La fase haploide se forma al elegir uno de los hilos de ADN de uno u otro padre. Se cree que la selección ocurre en forma aleatoria y por ello se denomina *clasificación aleatoria*. Este proceso se aprecia en la *figura 7.2.2*.

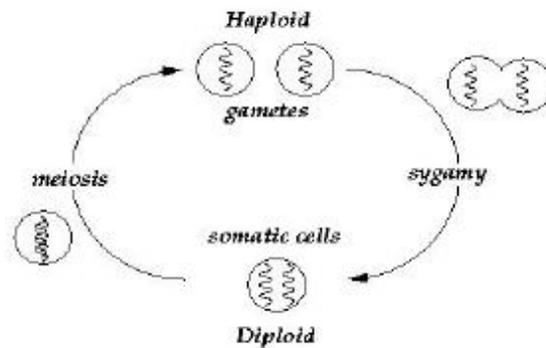


Figura 7.2.2. Mitosis

El genoma o el conjunto completo de material genético definen el genotipo de un organismo, mientras que el estado físico de un organismo es conocido como fenotipo.

7.3 Descripción de los Algoritmos Genéticos

Los AG (Algoritmos Genéticos) son procedimientos de propósito general, para la búsqueda paralela basado en los principios de la evolución y la genética. Un AG trabaja modificando repetidamente una población compuesta de estructuras artificiales a través de operadores genéticos. Típicamente los AG son una “Caja negra” que utiliza exclusivamente la información de fitness; sin necesidad de requerir información del gradiente de la función de fitness o algún otro conocimiento interno del problema.

El objetivo de los AGs es encontrar la o las soluciones del problema de optimización respecto a los criterios impuestos por el problema. Para poder utilizar un AG se debe elegir una manera conveniente de expresar las soluciones. Esta forma de expresar la solución será un punto del espacio de búsqueda. Representa un estado o punto dentro del espacio de todas las posibles soluciones.

Un AG básico deberá tener una estructura de datos donde se codifique el espacio de soluciones, cada punto del espacio consiste en uno o más cromosomas (usualmente uno) que representan al individuo. El *cromosoma* es típicamente un string de bits, debido a ello el término string es generalmente utilizando para un cromosoma.

Los AG sin embargo no se limitan a representaciones en string binarios, existen otras posibilidades como vectores de números reales. A pesar de que las estructuras de largo variable son apropiadas para diversos problemas, la estructura de largo fijo es lo normal.

Cada cromosoma constituye una concatenación de número de subcomponentes denominados *genes*. Los *genes* se encuentran en diversas posiciones del cromosoma denominado *loci* y toman un conjunto de valores conocidos como alelos. En la representación binaria un gen es un bit, *locus* es la posición dentro del string y un alelo es su valor (0 ó 1 por ejemplo). El termino biológico *genotipo* se refiere a la composición genética de un individuo que corresponde a una estructura de un AG.

Un ejemplo sencillo de un problema de optimización puede ser una caja negra con cinco entradas y una salida. Cada entrada es un string de bits de largo fijo, por ejemplo 5, en que cada bit puede tomar el valor 1 o 0 (*on-off*). La salida $y = f(\text{entradas}) = x^2$, donde $x \in [0,31]$ es el valor del string representado en binario. Por ejemplo si las entradas se encuentran *OFF OFF ON OFF OFF* (0 0 1 0 0) la salida es 16 decimal. El problema consiste en encontrar la entrada que maximiza la salida y .

El primer paso es codificar la solución, para este problema lo más intuitivo parece ser el binario de 5 bits donde cada string representa un punto en el espacio de búsqueda.

Una vez obtenida la codificación de las soluciones se necesita una población inicial la cual tendrá 4 integrantes elegidos aleatoriamente. Por ejemplo se pueden obtener evaluando la función *rand* de Matlab en 20 oportunidades tomando el redondeo del valor obtenido en cada oportunidad.

Población inicial:

01101

11000

01000

10011

Antes de generar la nueva población es necesario definir tres operadores genéticos que componen el algoritmo:

1. Reproducción
2. Crossover
3. Mutación

La reproducción es el proceso por el cual un individuo es copiado de acuerdo con su fitness. El fitness de cada individuo refleja la probabilidad con que este individuo se va reproducir en la próxima generación, un individuo con más fitness tiene mayor probabilidad de reproducirse en la próxima generación, con este procedimiento podemos llegar a maximizar la función porque “sobrevivirán los individuos de mayor fitness”. Este operador es una versión artificial de la selección natural (“sobreviven los mas adaptados- de mejor fitness-).

Una forma sencilla de hacer la selección se presenta a continuación:

Para saber que individuo se reproduce y pasa a la siguiente generación se puede construir una ruleta, la cual se construye de tal manera que la probabilidad de que el individuo se reproduzca tiene que estar en estrecha relación con el valor de fitness. Para construir esta ruleta debemos observar el cuadro 7.3.1 en el cual se muestran los fitness de la población inicial de habitantes y se calcula la probabilidad con que ese individuo pueda pasar a la próxima generación. Esta probabilidad se calcula sumando todos los fitness de la generación y viendo que porcentaje de ese total es el fitness de cada habitante.

No	Strings	Fitness	% del Total
1	01101	169	14.4
2	11000	576	49.2
3	01000	64	5.5
4	10011	361	30.9
Total		1170	100.0

Cuadro 7.3.1 Población Inicial

Para ser más gráficos con los resultados del cuadro se puede construir la gráfica en forma de ruleta, como lo muestra la figura 7.3.1

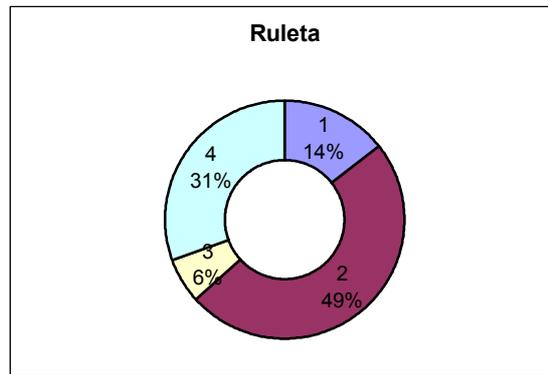


Figura 7.3.1 Ruleta

Luego de construida la ruleta se sortean 4 individuos. Del gráfico se desprende que el que tiene mas chance de pasar a la próxima generación es el individuo N°2 con una probabilidad de 0.49, le sigue en orden el individuo N°4 el cual cuenta con una probabilidad de 0.31, etc.

Luego de la reproducción viene el operador crossover o cruzamiento. Se eligen al azar dos individuos de la nueva generación a los cuales se le aplicará el operador crossover.

Una vez elegidas las parejas (padres) se sortea un número entre 1 y el largo del habitante, este número es el punto donde se producirá el crossover y lo llamaremos i . El crossover consiste en intercambiar la información de los padres entre si, el resultado de esta operación son dos individuos nuevos, los cuales se formarán de la siguiente manera:

La información del individuo A_1 se copia en A_1' desde el bit 1 hasta el bit i y el resto del string desde el $i+1$ hasta el largo de la palabra con la información del individuo A_2 . El otro individuo resultante A_2' se forma con los i primeros bits del individuo A_2 y los $i+1$ bits restantes del individuo A_1 .

Para fijar ideas elegimos aleatoriamente dos habitantes de la población inicial del ejemplo (A_1 y A_2) y una posición dentro del string (4) para realizar el crossover.

$A_1 = 0110|1$ padre 1

$A_2 = 1100|0$ padre 2

$A_1' = 01100$ hijo 1

$A_2' = 01101$ hijo 2

Este operador permite recombinar individuos para obtener individuos con mayor fitness, los cuales a su vez tendrán mayor probabilidad de supervivencia en las próximas generaciones. Esta es la manera más simple de realizar un crossover. Existen otras como el crossover de punto doble, donde se eligen dos lugares donde realizar el cruzamiento.

El operador que falta es la mutación, este operador permite explorar nuevos individuos fuera del patrón de la población inicial. Este, como los demás trata de interpretar la mutación natural que aparece cuando una cadena de ADN se copia para producir otra. Este operador permite en realidad explorar nuevos espacios de la población total de soluciones.

Ya explicada la mecánica de los operadores genéticos se resolverá el ejemplo de la caja de 5 entradas y una salida paso a paso.

El cuadro 7.3.1 muestra la población inicial donde ya se calcularon los fitness de cada individuo. A partir de estos se arma la ruleta para realizar la selección. En el cuadro 7.3.2 se puede apreciar el resultado del sorteo realizado.

Nº individuo	Población inicial (randómica)	Función de fitness $f(x)=x^2$	$f_i/\text{suma}(f_i)$	Sorteo (Ruleta)
1	01101	169	0.14	1
2	11000	576	0.49	2
3	01000	64	0.06	0
4	10011	361	0.31	1
Total		1170	1.0	

Cuadro 7.3.2 Sorteo de la ruleta

Del sorteo de la ruleta pasan a la nueva generación dos individuos N° 2, un individuo N°4 y un individuo N°1. Vemos que el individuo de mayor fitness contribuyo con dos integrantes, y el de menor fitness no sobrevivió a la selección.

El paso que sigue es hacer las parejas para realizar el crossover. En el cuadro 7.3.3 y 7.3.4 se muestran los resultados.

Resultado de la reproducción	Sorteo de las parejas	Punto del Crossover	Nueva población
0110 1	2	4	01100
1100 0	1	4	11001
11 000	4	2	11011
10 011	3	2	10000

Cuadro 7.3.3. Resultado del Crossover

Ahora se repite el proceso igual que para la población inicial.

Resultado de la Reproducción	Función de fitness $f(x)=x^2$	$f_i/\text{suma}(f_i)$	nueva población
01100	144	0.08	0
11001	625	0.36	1
11011	729	0.42	2
10000	256	0.15	1
Total	1754		

Cuadro 7.3.4

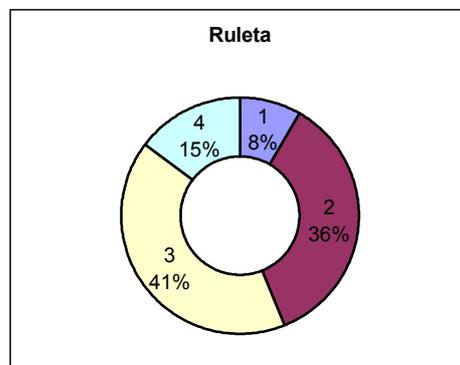


Figura 7.3.2 Ruleta

7.4 Algoritmos Genéticos aplicados a los sistemas de Distribución

En la presente sección se ilustra la aplicación de AG en el diseño óptimo de grandes sistemas de distribución.

Los AG corresponden a un método de búsqueda y optimización basado en la selección natural. Ellos consisten en una población de string (de bits) que son transformados a través de tres operadores genéticos: selección, crossover, y mutación.

Cada string (cromosoma) representa una solución posible al problema que se está optimizando y cada bit (o grupo de ellos) representa un valor para alguna de las variables del problema (gen). Estas soluciones son clasificadas a través de una función de evaluación, que a su vez permite determinar los mejores valores, o fitness, para las mejores soluciones.

Este comportamiento sencillo en realidad esconde uno muy poderoso. De hecho la combinación del operador de selección y crossover fomentan la proliferación de individuos que poseen bloques compactos de bits que presentan un buen desempeño, estos bloques se los denominan schemata, y son replicados a través de la selección y combinados o separados por el crossover. Por otro lado, la mutación se encarga de expandir la búsqueda a otros lugares evitando la convergencia prematura (óptimos locales) y generando nuevos individuos o recobrando especies que se habían perdido.

De esta forma los algoritmos genéticos tienden a seleccionar individuos con buen comportamiento y a recombinar algunos de sus bloques que lo constituyen, creando de esta manera un mejor número de copias de los bloques que presentan mejor desempeño

7.4.1 Ventaja de los AG respecto a otros métodos

Algunas ventajas que presentan los AG respecto a otras técnicas de optimización clásicas son:

- Los AG no requieren que la función a optimizar tenga un “buen comportamiento”, ya que son capaces de tolerar sin ningún problema discontinuidades o funciones polinomiales
- Debido a que los AG realizan una búsqueda en una población de puntos y están basados en reglas de transición probabilística identificando un mayor número de picos, es menos factible que converja a un máximo o mínimo local.
- Son simples de implementar ya que la única información necesaria es la función objetivo y las restricciones correspondientes.

7.4.2 AG en el diseño de Sistemas de Distribución Multiperíodo

El objetivo de planificar un sistema de distribución es generar un diseño que permita obtener una expansión ordenada en infraestructura para proveer en forma económica, confiable y segura energía eléctrica a los usuarios.

La necesidad de una expansión estratégica está ligada al crecimiento de la demanda..

Para determinar la expansión óptima de un sistema de distribución, se han propuesto un sinnúmero de modelos matemáticos en el pasado, muchos de los cuales son modelos estáticos que generan una solución para un set fijo de datos y que consideran un período simple. Por otra parte el planeamiento dinámico considera la evolución de la demanda a través del tiempo y los consecuentes cambios topológicos en la red (inserción de nuevos generadores, nuevas subestaciones, reforzamiento, etc.)

Los modelos que se pueden realizar son lo suficientemente flexibles como para considerar características realistas y condiciones naturales de operación como:

- Inclusión de múltiples generadores en el mismo trecho, lo que refleja en un aumento de la confiabilidad del sistema.
- La posibilidad de no considerar líneas en alguna etapa o período y su posible reinscripción en alguna etapa posterior.

-
- Consideraciones de múltiples objetivos.
 - Manejo en forma natural de diversos factores de diversidad de carga

Lo primero es obtener un modelo de la red y como ya mencionamos las restricciones para un funcionamiento sin problemas, luego de esto sigue un lineamiento estructurado de planificación. Este planeamiento consta de los siguientes pasos

1. Se elige un conjunto de variables para la representación de la solución de la red en el período analizado. Estas variables son codificadas en un cromosoma.
2. Un AG es aplicado a una familia de soluciones, produciéndose el nacimiento de nuevas generaciones.
3. Cada solución de la nueva generación es evaluada a través de la función de fitness que debe incluir costos de inversión, costos por pérdidas, confiabilidad, caída de tensión y el no-cumplimiento con otras restricciones relacionadas con la función objetivo.
4. De esta forma se obtiene una familia que presenta un buen desempeño.

Referencia bibliográfica [L3] [L4]

7.5 Implementación

En lo que concierne a este estudio, el espacio de soluciones es el conjunto de combinaciones posibles de conductores para una topología de red dada. Este espacio es un conjunto finito de elementos dado que la cantidad de ramas de una red es finita al igual que el conjunto de cables disponible para cada rama. Para una red con N ramas y un conjunto de n tipos de cable distintos, la cantidad de combinaciones posibles es n^N . Para tener una idea del orden de magnitud que en general tiene este número, se puede pensar en una red de 10 ramas y 5 tipos de cable distintos, hay un poco menos de 1 millón de posibles combinaciones. Se podría pensar como una posibilidad, correr un flujo de cargas para todos los casos, evaluar los costos en cada uno y elegir la red más barata y eficiente posible. Ahora si solo se agregan 5 ramas más a la red, el conjunto de posibles combinaciones pasa de 1 millón a 30.000 millones. A medida que crece el número de ramas o cables, el espacio de soluciones crece tan rápido que cada vez se hace menos viable la evaluación de todos los elementos del conjunto. La heurística de los algoritmos genéticos es una alternativa para la búsqueda de la red óptima en espacios de soluciones tan grandes y es la que se usa en este caso.

7.6.1 Codificación de los habitantes

Cada habitante se codifica como un string con un número de bits o caracteres igual al número de ramas de la red en cuestión. Cada caracter es un número natural que indica un tipo de cable. Si hay 5 tipos de cable, el cable 1 se codificará como 1, el cable 2 como 2 y así sucesivamente. De esta manera un habitante cualquiera se representa mediante un vector de largo igual al número de ramas, donde cada componente puede tomar valores enteros entre 1 y el número de cables disponibles. Para ejemplificar, sea el conjunto de cables disponible el de la tabla 7.6.1. Entonces el vector $x = (1\ 3\ 2\ 2)$ representa una red en la que la rama 1 tiene el tipo de cable 70Al, la rama 2 tiene el cable 185XLPE y las ramas 3 y 4 el cable 16Cu.

Cable	Código
70AL	1
16Cu	2
185XLPE	3

Tabla 7.6.1

7.6.2 Implementación de los operadores genéticos

El procedimiento del algoritmo genético implementado es el siguiente. Se eligen 2 habitantes al azar de la población. Con probabilidad p_{cross} se realiza el cruzamiento entre los dos habitantes sorteados. Si este es el caso, se procede a realizar la mutación de cada bit con probabilidad p_{mut} . Al final se obtienen dos nuevos habitantes que comparten información de los padres originales. Ahora se verá en detalle la implementación de cada uno de los operadores

Reproducción

La reproducción consiste en la elección al azar de dos habitantes de la población. La probabilidad que tiene cada uno de ser escogido está dada por la función de fitness. Los habitantes de mayor fitness son los que tendrán más chance de salir sorteados. En nuestro caso, el fitness de un individuo está relacionado con el costo de inversión, mantenimiento y pérdidas al final de un período determinado que tendrá la red representada. La idea de un algoritmo genético es maximizar la función de fitness por lo que este no puede coincidir exactamente con el costo. La idea es justamente minimizarlo. Para calcular el fitness primero se elige el costo del habitante más caro de la población, a este valor se le llama $fitnessMax$. El valor de fitness de un habitante particular estará dado por:

$$fitness = (fitnessMax - costo\ de\ la\ red) \times f_r.$$

Donde $f_r < 1$ es un factor que reduce el fitness de un habitante en relación a la cantidad de ramas en que las restricciones de máxima corriente admisible y máxima caída de tensión no se cumplen. Ahora sí, maximizando fitness se minimiza el costo de la red.

El sorteo de los habitantes se efectúa mediante la implementación de una ruleta, representada por un vector llamado *fit*, en el que se guardan los valores de fitness de un modo particular. En la posición 1 se guarda el fitness del primer habitante. En la posición 2 se guarda el fitness del segundo habitante más el fitness del primero. Como regla general, en la posición *i* se guarda el fitness del *i*-ésimo habitante sumado al valor guardado en la posición *i* - 1. Luego, en la última posición quedará el valor *fitnessTotal* correspondiente a la suma de todos los valores de fitness de cada individuo de la población. El vector *fit* queda así ordenado de forma estrictamente creciente. El orden en que se ingresan los habitantes es completamente arbitrario. La tabla 7.6.2 muestra un ejemplo de construcción del vector *fit*. La columna 1 indica el índice de los habitantes, la columna 2 contiene los correspondientes fitness y en la columna 3 se encuentra el vector *fit*.

Habitante	fitness	vector fit
1	23	23
2	26	49
3	10	59
4	47	106
5	5	111

Tabla 7.6.2

Para sortear un individuo se genera un número aleatorio *rnd* y se lo multiplica por el valor *fitnessTotal*. La posición dentro del vector *fit* que tenga el primer valor mayor o igual a $rnd \times fitnessTotal$ indica el índice del habitante favorecido (esta búsqueda se efectúa mediante un algoritmo de bipartición). En el caso de la tabla anterior, si $rnd = 0.336$, $rnd \times fitnessTotal = 37.3$ y el habitante sorteado es el 2.

Cruzamientos

Un cruzamiento se realiza entre dos habitantes. La idea consiste efectuar un intercambio de información entre ambos. Esto se lleva a cabo separando en dos partes los dos habitantes en

una posición elegida al azar e intercambiando la cola (parte final de cada vector) de cada uno. No siempre se lleva a cabo un cruzamiento. Cuando se invoca la función *crossover* que lo implementa, esta lo realiza con una probabilidad representada por la variable *pcross*. En general $pcross = 0.65$ por lo que los cruzamientos se hacen efectivos el 65% de las veces que se invoca la función *crossover*.

Mutación

La mutación es una operación que se aplica a cada bit o carácter de un habitante, o lo que es lo mismo, que se aplica a cada componente del vector que representa a un habitante. Si la cantidad de cables disponibles es 6, cada componente puede tomar un valor cualquiera entre 1 y 6. La mutación de un individuo consiste en cambiar el valor original de cada componente, es decir el tipo de cable original de cada rama, por cualquiera de los seis disponibles elegido al azar. De nuevo, esto se hace con una probabilidad *pmut* que en este caso es muy pequeña ($pmut \approx 0.0001$), por lo que un arco cambia su cable de manera arbitraria una vez cada mil (en realidad hay 5/6 de la probabilidad *pmut* debido a que hay una chance de que se mute por el mismo cable).

7.6.3 Funcionamiento del programa *ALGOR*

El programa *Algor* es el que implementa el algoritmo genético y encuentra la red de costo mínimo. Comienza por crear una población inicial mediante la función *poblacionInicial*, de manera aleatoria. El proceso evolutivo de la población se implementa mediante dos ciclos de control recursivos del tipo *for*. Uno se llama recursión generacional en el que se crea una nueva generación en cada ciclo. El segundo se llama recursión poblacional en el que se crean dos habitantes nuevos en cada ciclo y al final se tiene una población nueva, una nueva generación. Poblacional está dentro de generacional.

El ciclo generacional comienza invocando la función *fitnesspob* que devuelve el vector *fitRuleta*, entre otras variables, necesario para realizar los sorteos correspondientes de la función *reproduccion*. Luego comienza el ciclo poblacional.

Para crear una generación nueva se sortean dos habitantes mediante *reproduccion*. Se invoca a la función *crossover* pasándole como parámetros los individuos elegidos, y con probabilidad *pcross* realiza un cruzamiento. Si el cruzamiento se lleva a cabo, dentro de *crossover* se invoca la función *mutation* que con probabilidad *pmut* muta cada bit de ambos habitantes. Luego se retorna al programa *algor*, dentro del ciclo poblacional, con dos habitantes nuevos. Por tanto, la cantidad de ciclos que dura *poblacional* es igual a la mitad del número de habitantes.

De cada generación se elige el habitante más barato y se guarda en la matriz *habitantesBaratos*. Al final del ciclo generacional se elige el habitante más barato de la matriz anterior y es el que define la red adaptada. En la figura 7.6.3 se muestra un diagrama de flujo del programa *algor*.

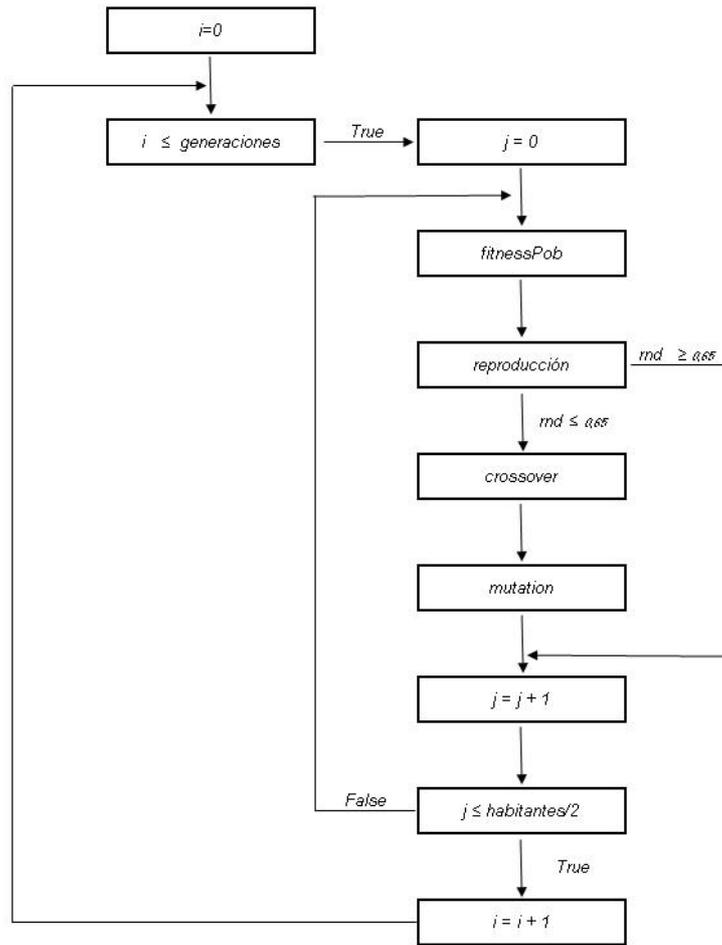


Figura 7.6.3 Diagrama de flujo del programa *Algor*

Capítulo 8: Aplicaciones para diferentes redes reales

8.1 introducción

En este capítulo se presentan los resultados del algoritmo genético optimizar una red. El estudio se realizó para cinco redes reales del sistema eléctrico uruguayo.

Se utilizó una probabilidad de mutación de 0.001, y una probabilidad de cruzamiento de 0.65, estos valores son los que mejor se ajustan a estos estudios.

Los parámetros utilizados para todas las redes son:

- Tint =10%
- Crecimiento de la demanda = 3 %
- Inflación = 0 %
- Precio del kWh = 0.074 USD
- FP = 0.25
- Ts = 10 años
- T = 30 años
- 100 habitantes
- Caída de tensión admitida =10%

8.2 Datos de los conductores utilizados

Los conductores utilizados para las diferentes redes, se muestran en el cuadro 8.1, los datos se obtuvieron de UTE:

Nombre	R (ohm/km)	X (ohm/km)	Y (ohm(-1)/km)	Corriente Adm	Precio (USD)/(Km)	Precio Inst/(km)	Precio Mant/(km)/año	IAéreo- 0Subterráneo
25AL	1.4477	0.392	0	125	5556.34	5527.4792	60	1
35AL	1.0341	0.3815	0	145	7778.88	7738.4708	60	1
50AL	0.7239	0.3702	0	170	8063.92	8405.2417	60	1
70AL	0.517	0.3569	0	290	9000.05	8597.1209	60	1
95AL	0.381	0.391	0	350	10634.97	10350.608	60	1
16Cu	1.2086	0.406	0	115	4445.07143	4974.7313	60	1
95Cu	0.2036	0.391	0	400	13825.47	11903.199	60	1
185XLPE	0.211	0.096	0	396	21814.70	33655.989	300	0
240XLPE	0.161	0.093	0	464	28300.15	43661.824	300	0
500XLPE	0.0803	0.1	0	650	58958.65	72769.71	300	0
25CAPI	0.884	0.103	0	170	8843.80	9096.21	300	0

70CAPI	0.305	0.095	0	300	16508.42	12734.70	300	0
120CAPI	0.175	0.0926	0	390	25470.14	24256.57	300	0
240CAPI	0.087	0.125	0	580	45280.25	52394.19	300	0

Cuadro 8.1: Características y precios de los conductores utilizados

Los cables son los siguientes:

XX AL: Línea aérea con conductor desnudo de aleación de aluminio.

XX Cu: Línea aérea con conductor desnudo de aleación de cobre.

XX XLPE: Cable subterráneo unipolar con conductor de aluminio y aislación XLPE.

XX CAPI: Cable subterráneo con aislación de papel impregnado en aceite

Los conductores API (Aislación de Papel Impregnado en Aceite) ya no se utilizan mas por su costo elevado, igual los hemos considerado en este trabajo debido a que la red de Piriápolis los tiene.

Los precios de mantenimiento se calcularon según los siguientes datos:

<u>Mant. Preventivo</u>	<u>U\$\$/100 km/año</u>
Cable subterráneo	2000
Línea aérea protegida	11000
Línea aérea desnuda rural	30000
Línea aérea desnuda urbana	19000

<u>Mant. correctivo</u>	<u>U\$\$/incidencia</u>
Cable subterráneo	1500
Línea aérea protegida	250
Línea aérea desnuda	300

<u>Incidencias/km/año</u>	
Cable subterráneo	0.05 a 0.2
Línea aérea protegida	0.05 a 0.2
Línea aérea desnuda	0.2 a 0.4

8.3 Resultados obtenidos

A continuación se grafica la evolución de los costos para cada caso, de la red óptima obtenida para cada generación. Se puede ver que en todos los casos estos tienden a disminuir con el número de generaciones.

Las redes correspondientes a los valores graficados no necesariamente cumplen las restricciones de caída de tensión y corriente admisibles. La solución óptima que entrega el programa es la que tiene costo mínimo y cumple con las restricciones de tensión y corriente (ver sección IV como se despliegan los resultados del programa), esta solución se muestra en la sección 8.4, ya que el objetivo de la sección es verificar la convergencia del AG.

Las redes que se estudian son:

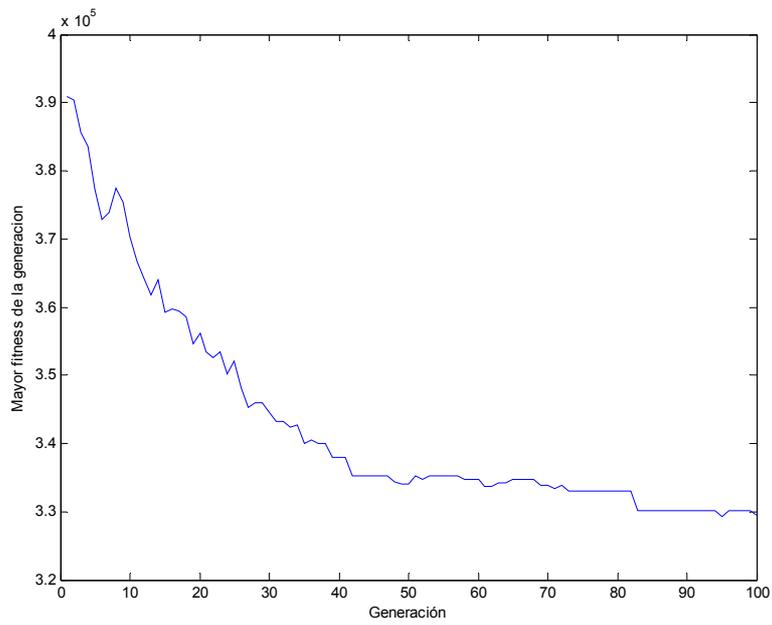
1. Cardos S3
2. Durazno
3. Cardos S5
4. Pirlápolis
5. Minas

El estudio se hace para diferente cantidad de generaciones.

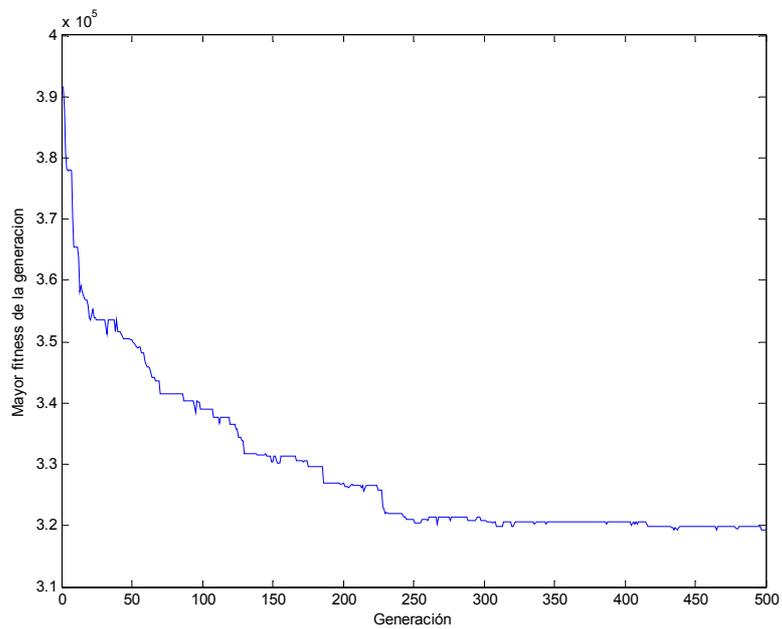
Red Cardos S3

Red de 45 ramas, se utilizaron 6 cables distintos

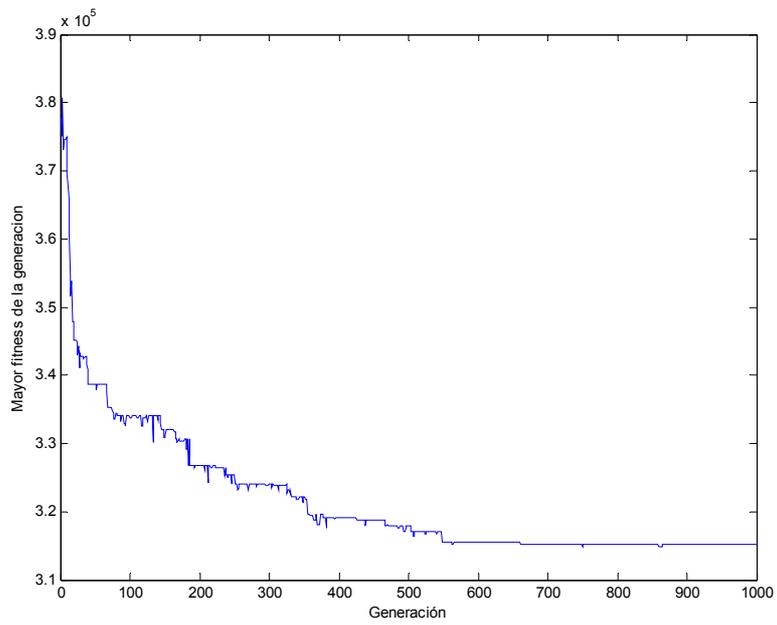
Cardos S3 - 100 Generaciones:



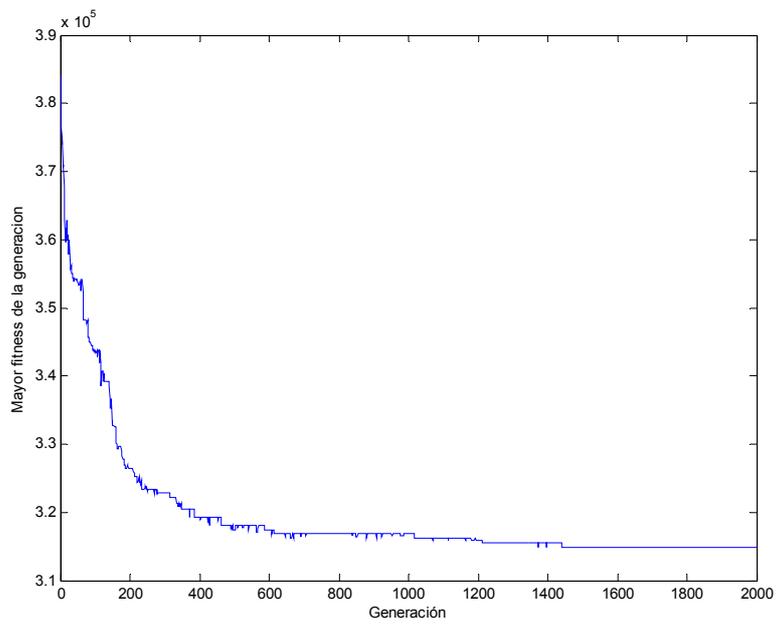
Cardos S3 500 generaciones



Cardos S3 - 1000 generaciones:



Cardos S3 - 2000 generaciones



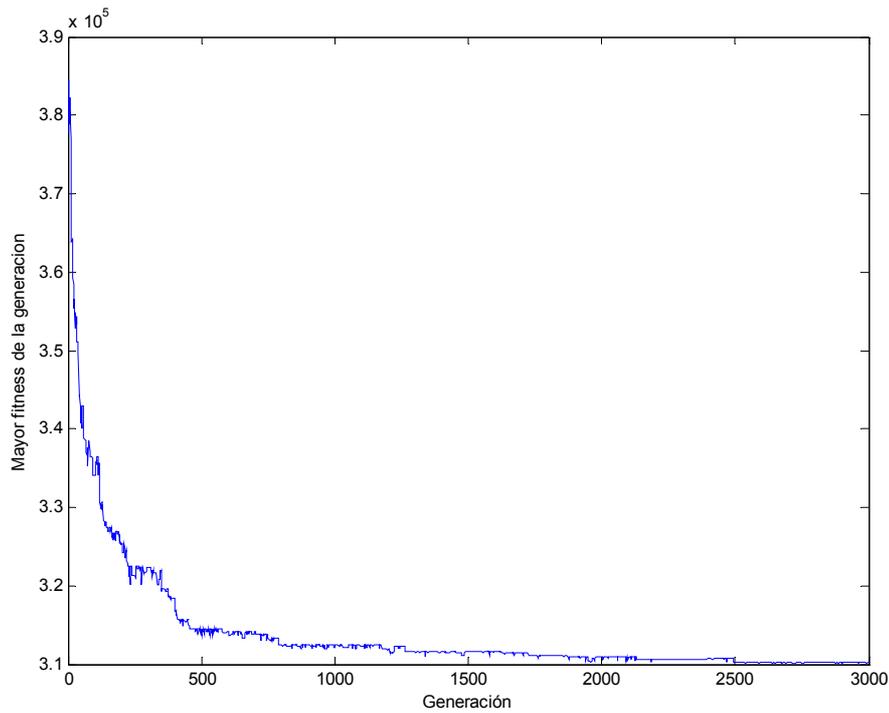
Comparación de los costos para Cardos S3:

cardos S3 - Costo red original (USD)			369300
Habitantes	Generaciones	Precio red óptima USD	Ahorro USD (PWF)
100	100	329344	39956,0
100	500	319190	50110,0
100	1000	314890	54410,0
100	2000	314890	54410,0

En este caso a partir de las 1000 generaciones, se puede ver que el precio de la red obtenida no mejora.

Cardos S3 con 3000 generaciones, 200 habitantes, utilizando todos los cables a excepción los API.

Red de 45 ramas, se utilizaron 9 cables distintos



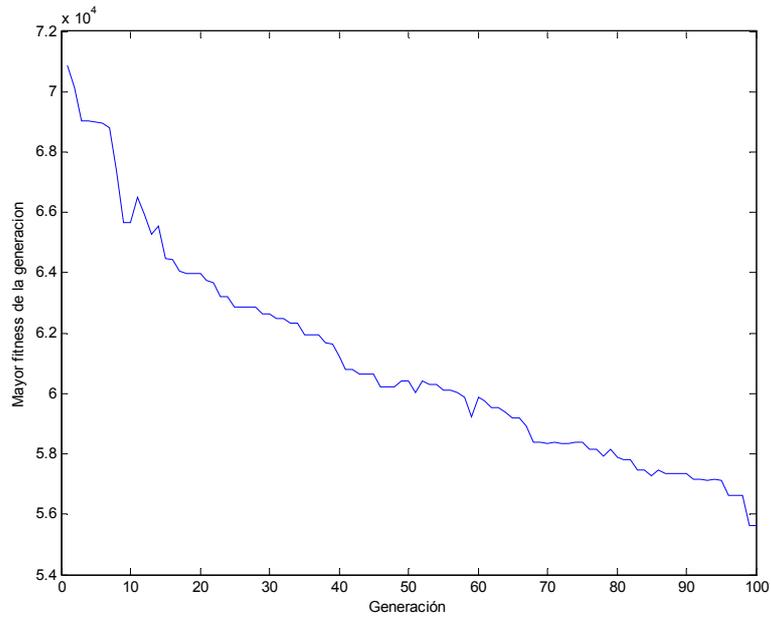
Costo de la red = USD 310.040

En este caso el espacio de soluciones es mucho más grande que en los anteriores. De todas formas se logra una convergencia.

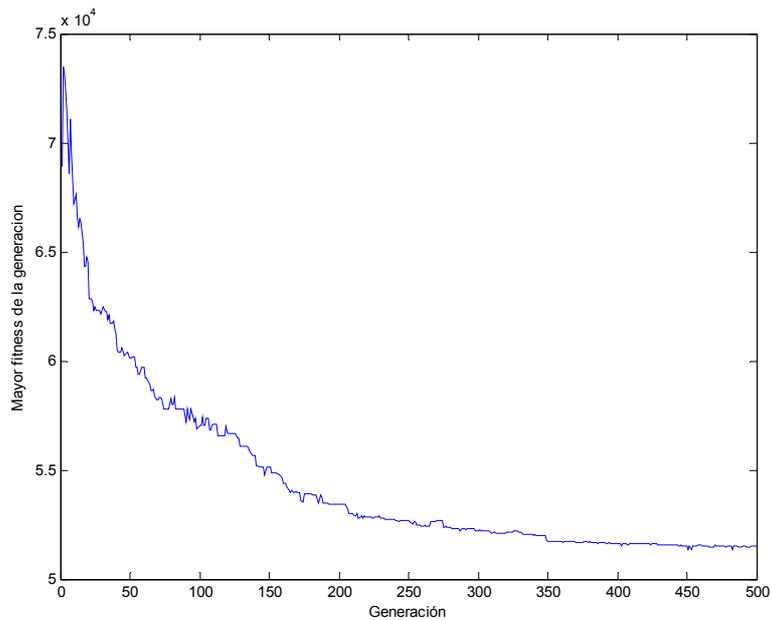
Red de Durazno

Red de 106 ramas, se utilizaron 5 cables distintos

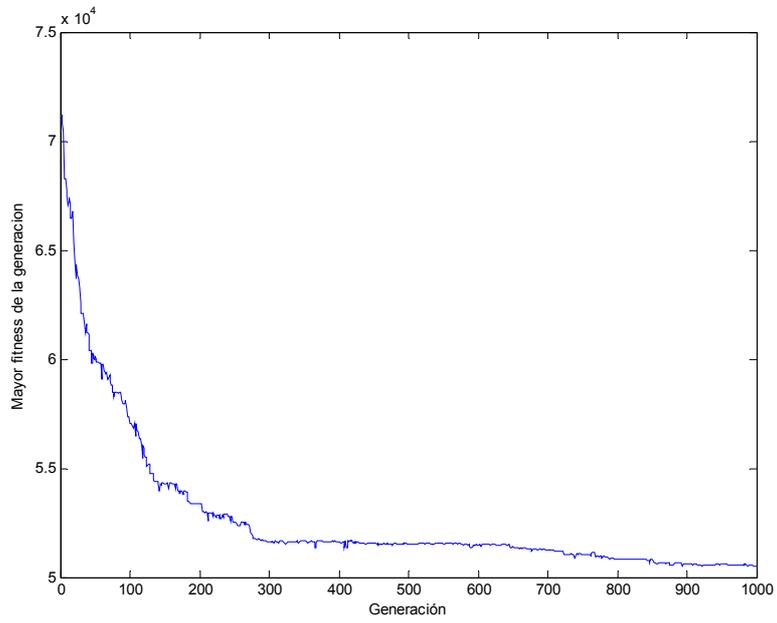
Durazno - 100 Generaciones



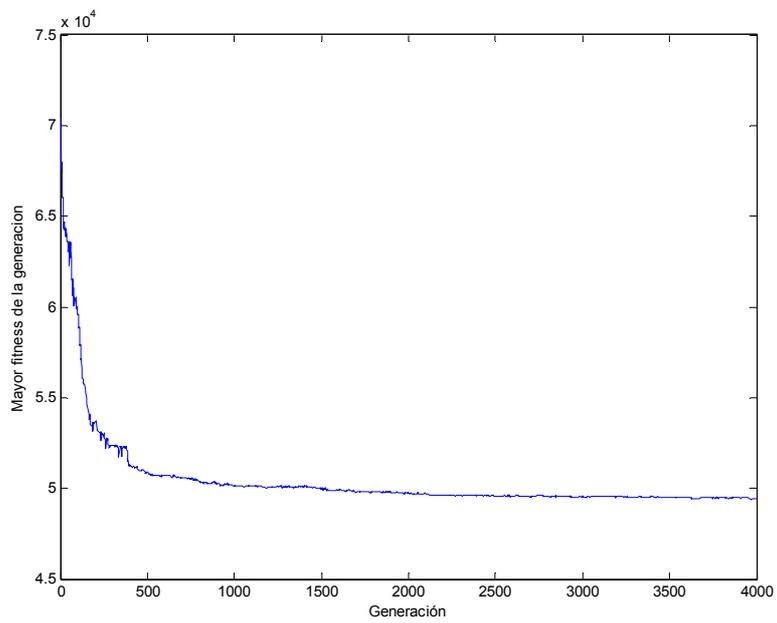
Durazno - 500 Generaciones



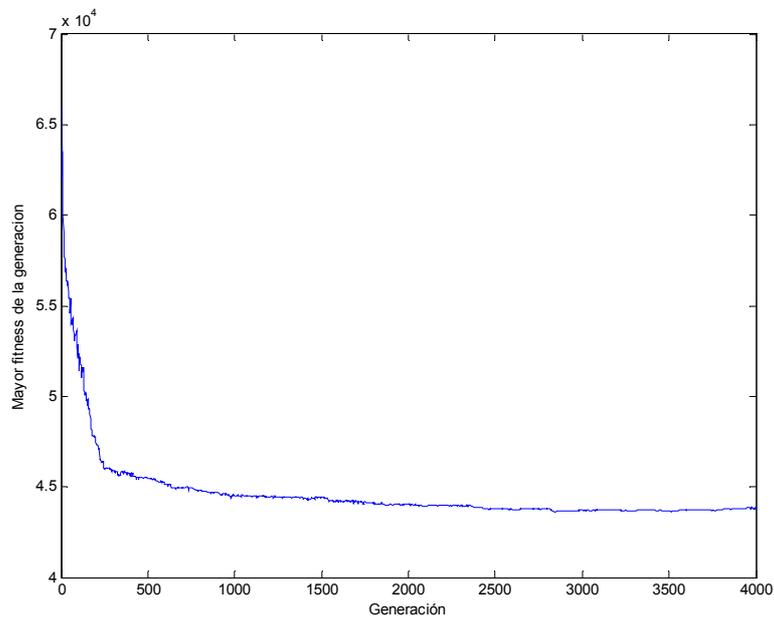
Durazno - 1000 generaciones



Durazno - 2000 Generaciones



Durazno - 4000 Generaciones



Se puede ver que a medida que aumentan las generaciones, la solución se estabiliza.

Comparación de Costos para Durazno

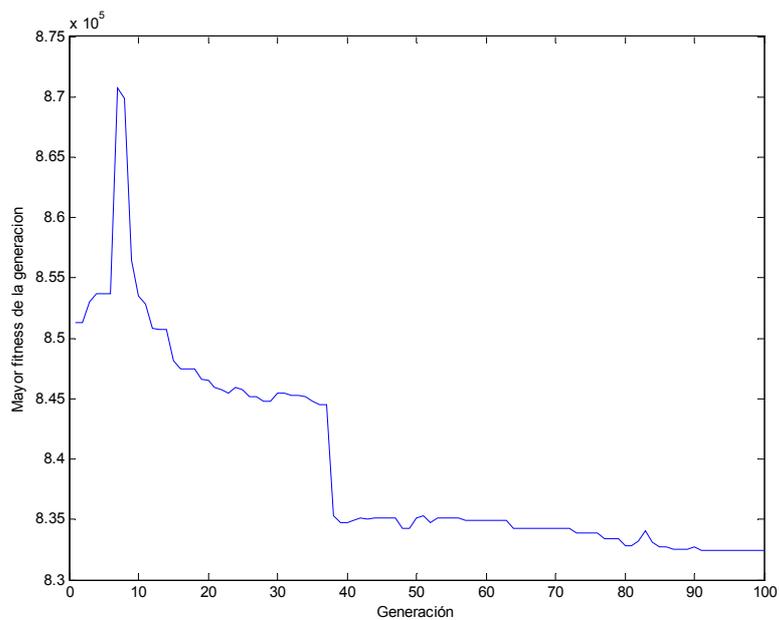
Durazno - Costo red Original (USD)			51576
Habitantes	Generaciones	Precio	Ahorro USD (PWF)
100	100	55636	-4060,0
100	500	51365	211,0
100	1000	50505	1071,0
100	2000	49696	1880,0
100	4000	49399	2177,0

Red Cardos S5

Red de 48 ramas, se utilizaron 4 cables distintos.

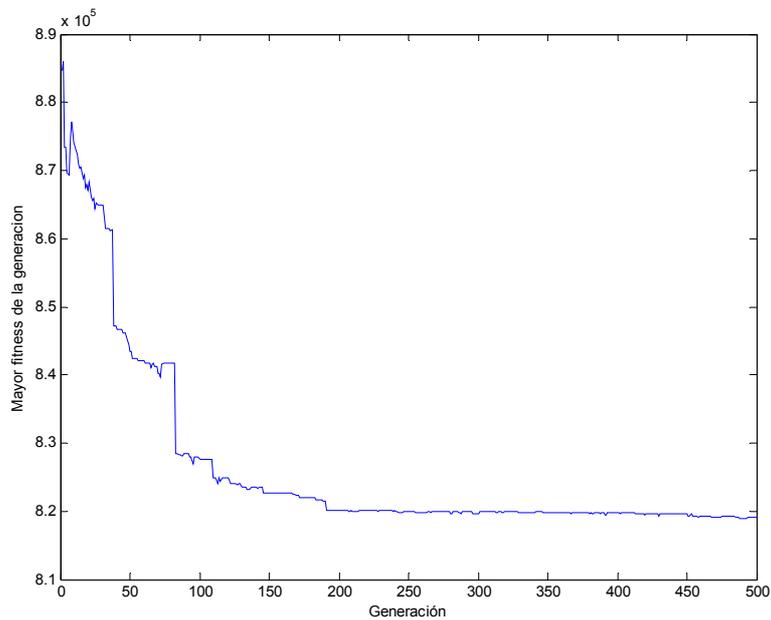
Para esta red no se obtuvo solución que cumpliera con las restricciones. Esto se debe a que los cables con los que se prueba son del mismo tipo y sección con los que se diseñó la red original. Se puede verificar que ni en el caso de que se instalaran los de mayor sección se podría cumplir con las restricciones de máxima caída de tensión para la curva de demanda de potencia supuesta. En tal caso sería inevitable tomar medidas en algún año del período de crecimiento. De todos modos el algoritmo encuentra una solución de costo mínimo.

Cardos - S5 100 Generaciones:

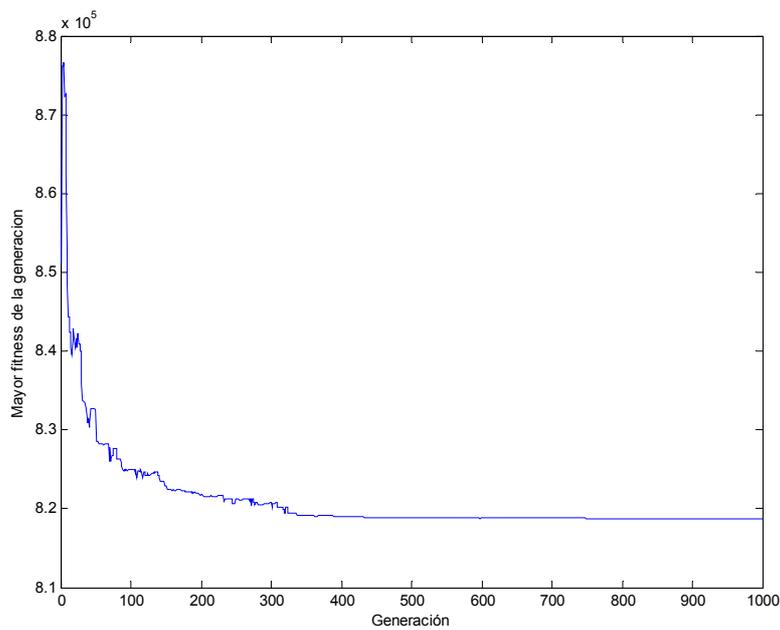


En este caso se ve como alrededor de la generación 10 el precio sube, debido a la naturaleza aleatoria del AG, luego se ve que se recupera la tendencia decreciente.

Cardos S5 - 500 generaciones



Cardos S5 - 1000 generaciones



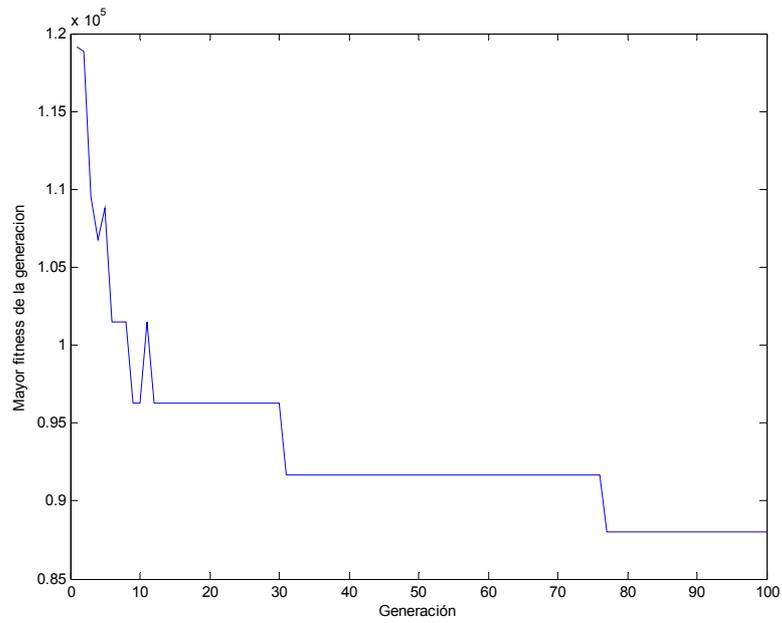
Si bien ninguna de las redes dio solución que cumpla las restricciones, se puede ver que el precio disminuye.

Para este caso no se comparan los costos, pues no existe solución para el aumento de carga simulado.

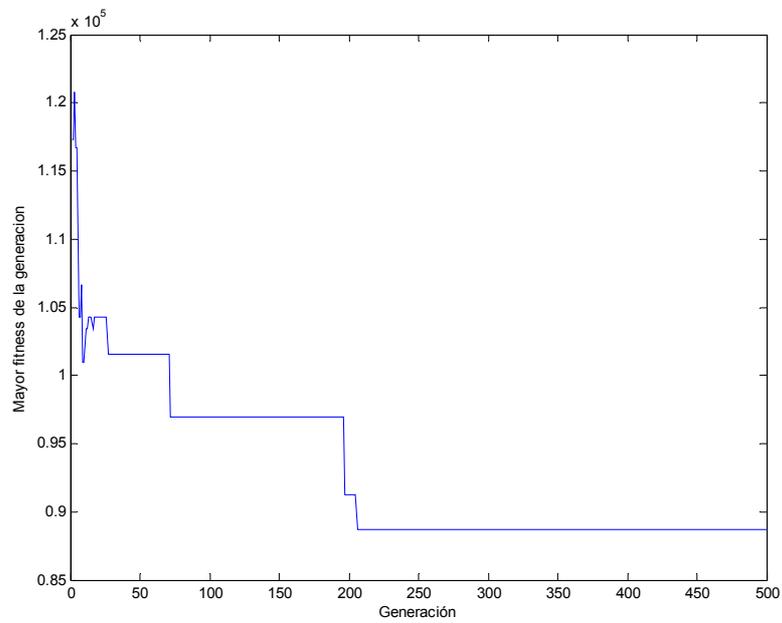
Red de Piriápolis

Res de 8 ramas, se utilizaron 5 cables distintos

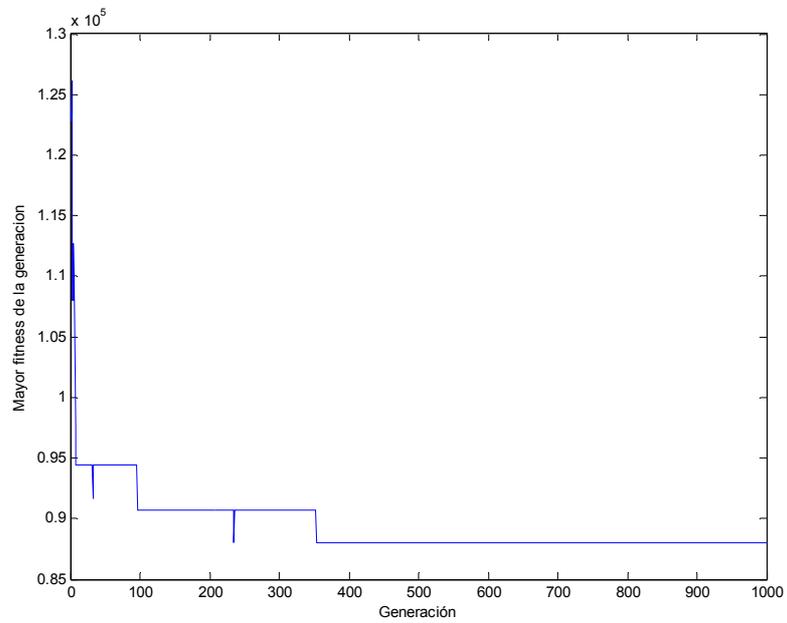
Pirlápolis - 100 generaciones



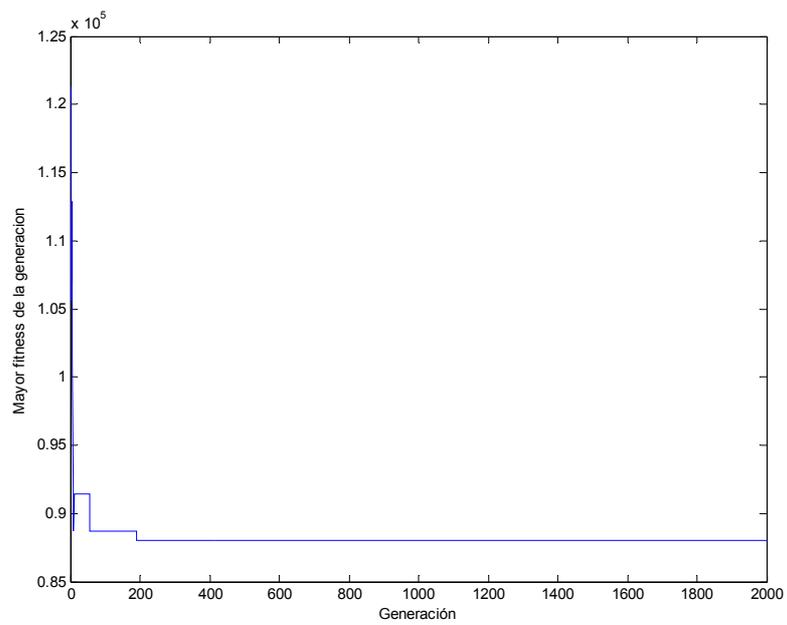
Pirlápolis - 500 generaciones



Pirlápolis - 1000 Generaciones



Pirlápolis - 2000 Generaciones



Comparación de los Costos para red de Pirlápolis

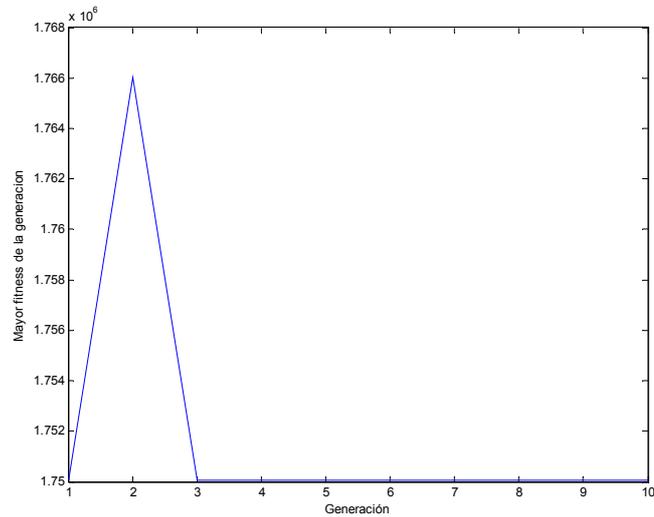
Pirlápolis - Costo red original (USD)			134.760
Habitantes	Generaciones	Precio	Ahorro USD (PWF)
100	100	87.993	46.767
100	500	88.697	46.063
100	1000	87.993	46.767
100	2000	87.993	46.767

En este caso se puede ver que con 1000 generaciones es el costo queda invariante.

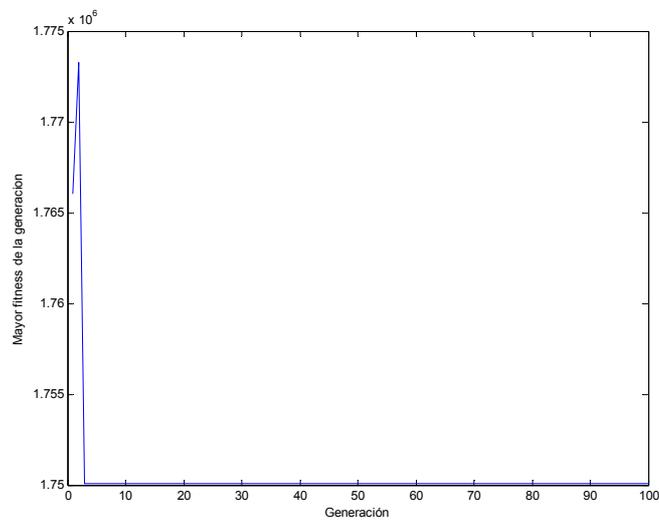
Red de Minas

Esta es una red con 5 ramas y 4 cables diferentes

Minas - 10 Generaciones



Minas - 100 generaciones



Comparación de Costos para Minas

Piriápolis - Costo red original (USD)			1.854.400
Habitantes	Generaciones	Precio	Ahorro USD (PWF)
100	10	1750056	104344,0
100	100	1750056	104344,0

Para esta red se ve que con 10 generaciones se alcanza la estabilidad. Esto se debe a la gran cantidad de habitantes con que se itera sumado al tamaño reducido de la red.

Eficiencia del Algoritmo

Se compararán el número de flujos de cargas requeridos, si se deseara probar con todas las posibilidades (columna “Nº de soluciones distintas” en el cuadro 8.4.1), contra el número de flujos de carga necesarios para converger a una solución con el AG (columna “Nº de flujos de carga necesarios” en el cuadro 8.4.1).

La comparación se ve en el siguiente cuadro, todas las redes se corrieron con 100 habitantes:

Red	Nº Soluciones distintas	Nº de generaciones necesarias	Nº de flujos de carga necesarios	% de flujos de carga necesarios del total
Cardos S3	1,03946E+35	1000	100000	9,6204E-29
Durazno	1,2326E+74	4000	400000	3,2452E-67
Cardos S5	7,92282E+28	No tiene sol		
Piriápolis	390625	1000	100000	25,6
Minas	1024	10	1000	97,65625

Cuadro 8.4.1

Como se puede ver en el cuadro anterior, el número de flujo de carga realizados con el AG es mucho menor que si se probaran todos los casos posibles en las redes de muchas ramas. En redes como la de Durazno, Cardos S3 y Cardo S5, sería impensable probar todas las soluciones posibles con la tecnología actual.

Se concluye que el AG es un método de búsqueda potente y robusto, el cual permite obtener una aproximación de la red de mínimo costo en un tiempo razonable.

8.4 Redes obtenidas con el AG

En esta sección se muestran las redes obtenidas para cada caso, y un gráfico de barras con el desglose de los Costos.

Red Cardos S3

Los cables utilizados son los siguientes (los mismos de la red original)

Nombre	R (ohm/km)	X (ohm/km)	Y (ohm(-1)/km)	Corriente Adm	Precio (USD)/(Km)	Precio Inst/ (km)	Precio Mant/ (km)/año	1Aéreo -0 Subterráneo
25AL	1.4477	0.392	0	125	5556.3	5527.4	60	1
35AL	1.0341	0.3815	0	145	7778.8	7738.4	60	1
50AL	0.7239	0.3702	0	170	8063.9	8405.2	60	1
70AL	0.517	0.3569	0	290	9000.0	8597.1	60	1
16Cu	1.2086	0.406	0	115	4445.0	4974.7	60	1
185XLPE	0.211	0.096	0	396	21814.7	33655.9	300	0

A continuación, se muestran las soluciones según el número de generaciones:

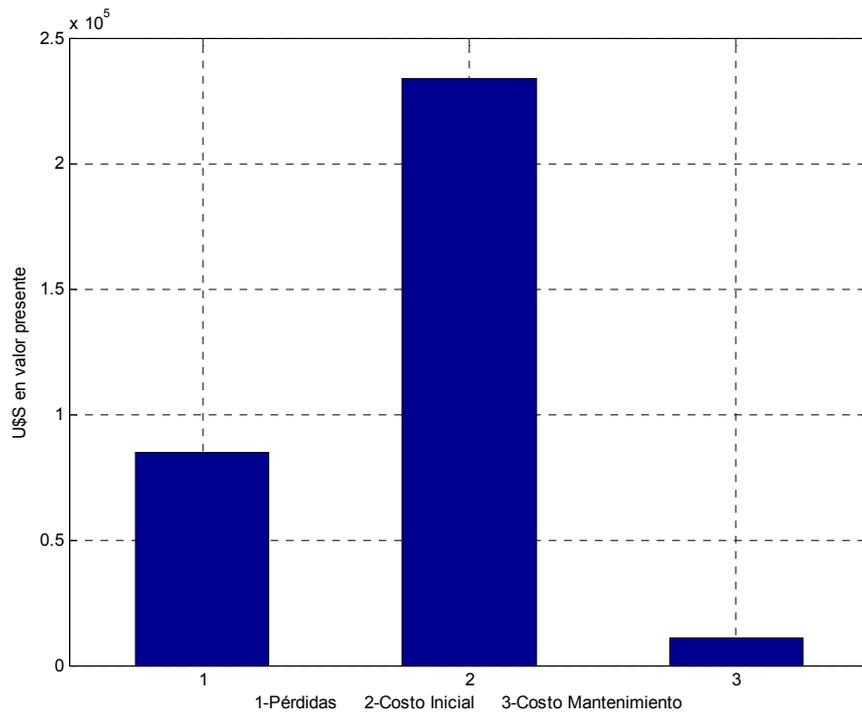
100 generaciones - Cardos S3:

Tensión base en KV = 15 Perdidas en kW = 73.3146 Potencia Base en MVA = 100 Red no Telescopica Costo U\$S =329344
--

Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70AL	1	1	1,00000	15,00000	94,09746	2,702756	0,32447
70AL	2	2	0,99742	14,96125	93,13281	8,428211	0,32115
70AL	3	3	0,98928	14,83914	93,12929	2,242323	0,32114
16Cu	4	4	0,98711	14,80666	0,06287	2,32E-06	0,00055
70AL	5	5	0,98711	14,80662	93,06643	4,807255	0,32092
16Cu	6	6	0,98247	14,73699	1,93315	0,005311	0,01681
25AL	7	7	0,98225	14,73376	0,74104	0,000122	0,00593
16Cu	8	8	0,98224	14,73357	0,62590	0,000165	0,00544
16Cu	9	9	0,98222	14,73325	0,11514	3,31E-05	0,00100
50AL	10	10	0,98222	14,73323	91,13327	0,220614	0,53608
70AL	11	11	0,98226	14,73392	90,85813	1,970605	0,31330
70AL	12	12	0,98031	14,70466	88,15562	3,199465	0,30398
50AL	13	13	0,97705	14,65570	86,31251	1,582357	0,50772
16Cu	14	14	0,97549	14,63242	4,04450	0,012928	0,03517
16Cu	15	15	0,97524	14,62863	0,03390	7,22E-07	0,00029
16Cu	16	16	0,97524	14,62861	12,17099	0,201768	0,10583

16Cu	17	17	0,97238	14,58564	6,26763	0,035764	0,05450
50AL	18	18	0,96965	14,54475	70,09703	2,578209	0,41234
35AL	19	19	0,96956	14,54346	54,01451	1,824187	0,37251
50AL	20	20	0,96936	14,54043	6,50565	0,006669	0,03827
25AL	21	21	0,96904	14,53564	6,50565	0,017001	0,05205
25AL	22	22	0,96747	14,51202	6,50565	0,026863	0,05205
16Cu	23	23	0,96595	14,48926	47,50886	1,299222	0,41312
70AL	24	24	0,96575	14,48619	46,20981	0,775942	0,15934
25AL	25	25	0,96564	14,48464	8,40872	0,022235	0,06727
35AL	26	26	0,96557	14,48351	4,86609	0,006256	0,03356
16Cu	27	27	0,96222	14,43323	3,54263	0,007959	0,03081
25AL	28	28	0,96220	14,43300	37,80109	1,810531	0,30241
16Cu	29	29	0,96003	14,40039	0,50571	9,67E-05	0,00440
16Cu	30	30	0,95972	14,39581	37,29538	1,021696	0,32431
16Cu	31	31	0,95967	14,39507	11,00181	0,042134	0,09567
35AL	32	32	0,95964	14,39454	4,61177	0,002816	0,03181
50AL	33	33	0,95930	14,38946	1,24740	0,000517	0,00734
25AL	34	34	0,95926	14,38883	6,39005	0,034769	0,05112
185XLPE	35	35	0,95925	14,38871	6,39005	0,00323	0,01614
25AL	36	36	0,95873	14,38099	0,13846	1,45E-05	0,00111
16Cu	37	37	0,95872	14,38086	26,29356	0,42477	0,22864
16Cu	38	38	0,95725	14,35877	0,07985	8,82E-06	0,00069
16Cu	39	39	0,95706	14,35592	26,21371	0,485202	0,22795
25AL	40	40	0,95702	14,35531	3,37903	0,00825	0,02703
16Cu	41	41	0,95588	14,33817	0,86175	0,00044	0,00749
16Cu	42	42	0,95251	14,28762	22,65838	0,388708	0,19703
16Cu	43	43	0,95175	14,27627	18,86808	0,793866	0,16407
16Cu	44	44	0,95089	14,26330	18,02904	0,170331	0,15677
16Cu	45	45	0,97419	14,61278	13,66778	0,147503	0,11885
		46	0,97373	14,60602	0	0	0

Discriminación de Costos Cardos S3 100 generaciones



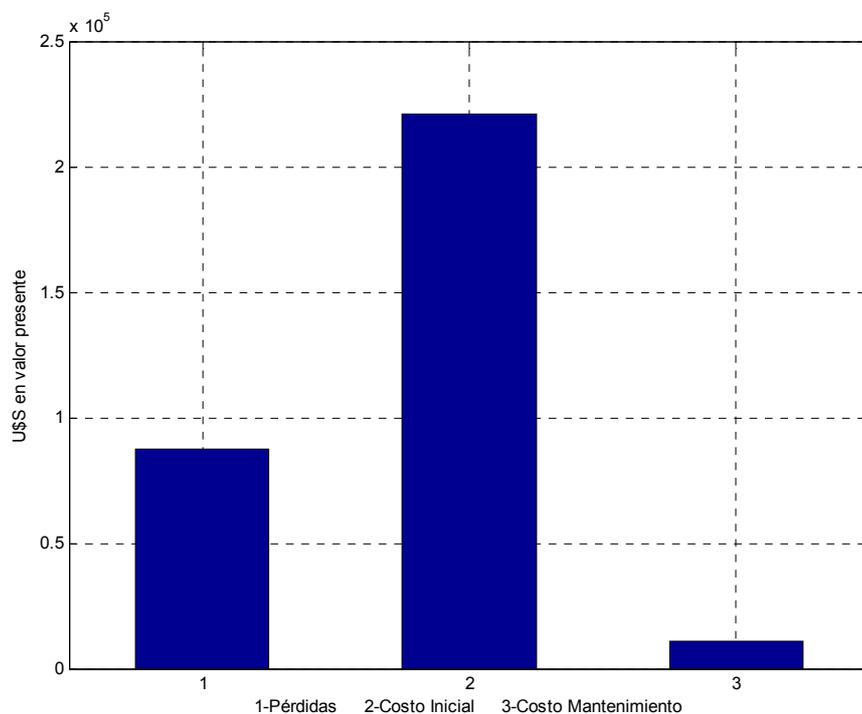
500 generaciones - Cardos S3:

Tensión base en KV =15
Perdidas en kW = 73.3146
Potencia Base en MVA = 100
Red no Telescopica
Costo U\$S =319192

Cables de la Rama ---->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70AL	1	1	1,00000	15,00000	94,09746	5,30096	0,32447
70AL	2	2	0,99742	14,96125	93,13281	16,53366	0,32115
70AL	3	3	0,98928	14,83914	93,12929	4,39878	0,32114
16Cu	4	4	0,98711	14,80666	0,06287	0,00000	0,00055
70AL	5	5	0,98711	14,80662	93,06643	9,43051	0,32092
16Cu	6	6	0,98247	14,73699	1,93315	0,01031	0,01681
16Cu	7	7	0,98225	14,73376	0,74104	0,00024	0,00593
25AL	8	8	0,98224	14,73357	0,62590	0,00032	0,00544
16Cu	9	9	0,98222	14,73325	0,11514	0,00006	0,00100
70AL	10	10	0,98222	14,73323	91,13327	0,43288	0,53608
70AL	11	11	0,98226	14,73392	90,85813	3,86675	0,31330
50AL	12	12	0,98031	14,70466	88,15562	6,27985	0,30398
70AL	13	13	0,97705	14,65570	86,31251	3,10634	0,50772
16Cu	14	14	0,97549	14,63242	4,04450	0,02521	0,03517
16Cu	15	15	0,97524	14,62863	0,03390	0,00000	0,00029
16Cu	16	16	0,97524	14,62861	12,17099	0,39369	0,10583
16Cu	17	17	0,97238	14,58564	6,26763	0,06979	0,05450
70AL	18	18	0,96965	14,54475	70,09703	5,06865	0,41234
16Cu	19	19	0,96956	14,54346	54,01451	3,59331	0,37251

16Cu	20	20	0,96936	14,54043	6,50565	0,01305	0,03827
16Cu	21	21	0,96904	14,53564	6,50565	0,03327	0,05205
16Cu	22	22	0,96747	14,51202	6,50565	0,05257	0,05205
16Cu	23	23	0,96595	14,48926	47,50886	2,56152	0,41312
16Cu	24	24	0,96575	14,48619	46,20981	1,53011	0,15934
25AL	25	25	0,96564	14,48464	8,40872	0,04361	0,06727
25AL	26	26	0,96557	14,48351	4,86609	0,01227	0,03356
16Cu	27	27	0,96222	14,43323	3,54263	0,01561	0,03081
16Cu	28	28	0,96220	14,43300	37,80109	3,57463	0,30241
16Cu	29	29	0,96003	14,40039	0,50571	0,00019	0,00440
16Cu	30	30	0,95972	14,39581	37,29538	2,01732	0,32431
25AL	31	31	0,95967	14,39507	11,00181	0,08295	0,09567
16Cu	32	32	0,95964	14,39454	4,61177	0,00554	0,03181
16Cu	33	33	0,95930	14,38946	1,24740	0,00102	0,00734
16Cu	34	34	0,95926	14,38883	6,39005	0,06845	0,05112
185XLPE	35	35	0,95925	14,38871	6,39005	0,00636	0,01614
25AL	36	36	0,95873	14,38099	0,13846	0,00003	0,00111
16Cu	37	37	0,95872	14,38086	26,29356	0,83975	0,22864
16Cu	38	38	0,95725	14,35877	0,07985	0,00002	0,00069
16Cu	39	39	0,95706	14,35592	26,21371	0,95923	0,22795
16Cu	40	40	0,95702	14,35531	3,37903	0,01627	0,02703
16Cu	41	41	0,95588	14,33817	0,86175	0,00087	0,00749
16Cu	42	42	0,95251	14,28762	22,65838	0,76880	0,19703
16Cu	43	43	0,95175	14,27627	18,86808	1,57090	0,16407
16Cu	44	44	0,95089	14,26330	18,02904	0,33707	0,15677
16Cu	45	45	0,97419	14,61278	13,66778	0,29193	0,11885
		46	0,97373	14,60602	94,09746	5,30096	0,32447

Discriminación de Costos Cardos S3 500 generaciones:



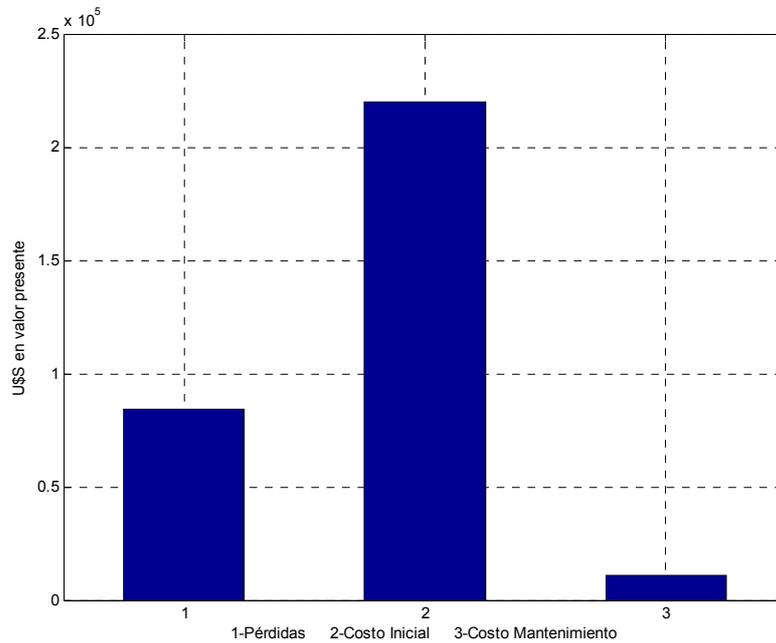
1000 generaciones Cardos S3:

Tensión base en KV = 15
 Perdidas en kW = 72.8931
 Potencia Base en MVA = 100
 Red no Telescopica
 Costo U\$S = 314890

Cables de la Rama -->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/Imax)
70AL	1	1	1,00000	15,00000	94,08416	5,29947	0,32443
70AL	2	2	0,99742	14,96125	93,11950	16,52894	0,32110
70AL	3	3	0,98928	14,83916	93,11599	4,39752	0,32109
16Cu	4	4	0,98711	14,80669	0,06287	0,00000	0,00055
70AL	5	5	0,98711	14,80664	93,05312	9,42781	0,32087
16Cu	6	6	0,98247	14,73703	1,93315	0,01031	0,01681
16Cu	7	7	0,98225	14,73379	0,74104	0,00020	0,00644
16Cu	8	8	0,98224	14,73363	0,62589	0,00032	0,00544
16Cu	9	9	0,98222	14,73331	0,11514	0,00006	0,00100
70AL	10	10	0,98222	14,73329	91,11997	0,30907	0,31421
70AL	11	11	0,98231	14,73469	90,84484	3,86562	0,31326
70AL	12	12	0,98036	14,70544	88,14248	6,27798	0,30394
70AL	13	13	0,97710	14,65648	86,29947	2,21784	0,29758
16Cu	14	14	0,97592	14,63882	4,04273	0,02518	0,03515
16Cu	15	15	0,97567	14,63503	0,03388	0,00000	0,00029
16Cu	16	16	0,97567	14,63501	12,16565	0,39335	0,10579

16Cu	17	17	0,97356	14,60333	6,26488	0,06973	0,05448
70AL	18	18	0,97041	14,55610	70,09109	3,61935	0,24169
16Cu	19	19	0,97027	14,55407	54,02805	4,20178	0,46981
16Cu	20	20	0,97010	14,55148	6,50040	0,02176	0,05653
16Cu	21	21	0,96983	14,54739	6,50040	0,02773	0,05653
16Cu	22	22	0,96822	14,52335	6,50040	0,04382	0,05653
16Cu	23	23	0,96509	14,47633	47,52766	2,56355	0,41328
16Cu	24	24	0,96491	14,47370	46,22962	3,58003	0,40200
16Cu	25	25	0,96479	14,47191	8,41606	0,03647	0,07318
16Cu	26	26	0,96473	14,47102	4,87037	0,01436	0,04235
16Cu	27	27	0,96189	14,42838	3,54569	0,01564	0,03083
16Cu	28	28	0,96188	14,42815	37,81356	2,98622	0,32881
16Cu	29	29	0,95970	14,39552	0,50588	0,00019	0,00440
16Cu	30	30	0,95940	14,39094	37,30768	2,01865	0,32441
16Cu	31	31	0,95934	14,39009	11,00519	0,08300	0,09570
16Cu	32	32	0,95928	14,38926	4,61339	0,00648	0,04012
16Cu	33	33	0,95903	14,38551	1,24786	0,00170	0,01085
16Cu	34	34	0,95899	14,38488	6,39180	0,05718	0,05558
185XLPE	35	35	0,95899	14,38478	6,39180	0,00636	0,01614
16Cu	36	36	0,95841	14,37612	0,13849	0,00002	0,00120
16Cu	37	37	0,95840	14,37599	26,30249	0,84032	0,22872
16Cu	38	38	0,95693	14,35390	0,07988	0,00002	0,00069
16Cu	39	39	0,95676	14,35146	26,22261	0,95988	0,22802
16Cu	40	40	0,95672	14,35084	3,38008	0,01359	0,02939
16Cu	41	41	0,95555	14,33329	0,86202	0,00087	0,00750
16Cu	42	42	0,95218	14,28272	22,66616	0,76933	0,19710
16Cu	43	43	0,95142	14,27136	18,87458	1,57199	0,16413
16Cu	44	44	0,95056	14,25839	18,03524	0,33730	0,15683
16Cu	45	45	0,97461	14,61919	13,67249	0,29213	0,11889
		46	0,97416	14,61243	0	0	0

Discriminación de Costos - Cardos S3 1000 generaciones



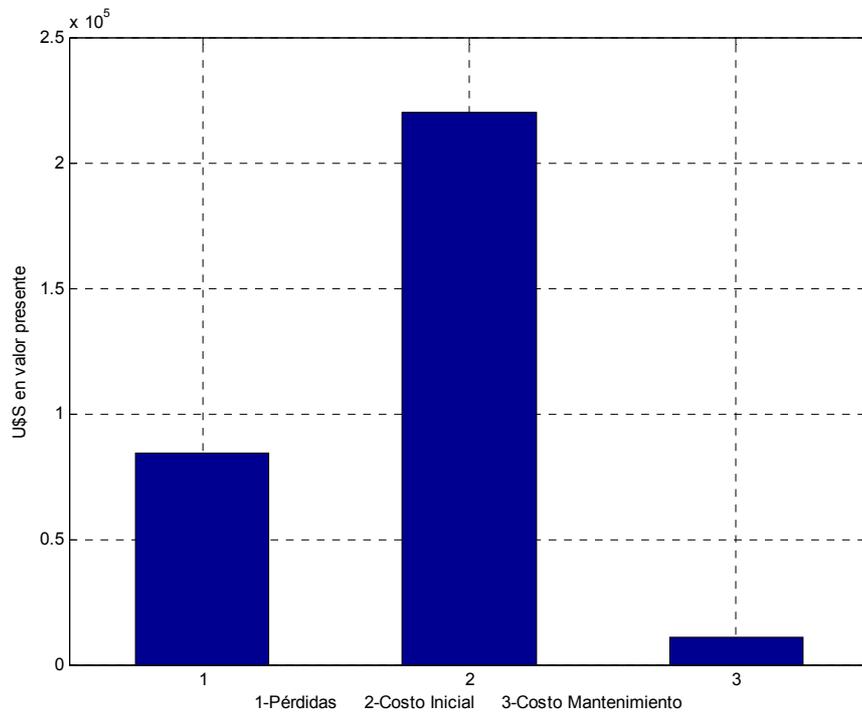
2000 generaciones Cardos S3:

Tensión base en KV = 15
Perdidas en kW = 72.8931
Potencia Base en MVA = 100
Red no Telescopica
Costo U\$S =314890

Cables de la Rama -->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70AL	1	1	1,00000	15,00000	94,08416	5,29947	0,32443
70AL	2	2	0,99742	14,96125	93,11950	16,52894	0,32110
70AL	3	3	0,98928	14,83916	93,11599	4,39752	0,32109
16Cu	4	4	0,98711	14,80669	0,06287	0,00000	0,00055
70AL	5	5	0,98711	14,80664	93,05312	9,42781	0,32087
16Cu	6	6	0,98247	14,73703	1,93315	0,01031	0,01681
16Cu	7	7	0,98225	14,73379	0,74104	0,00020	0,00644
16Cu	8	8	0,98224	14,73363	0,62589	0,00032	0,00544
16Cu	9	9	0,98222	14,73331	0,11514	0,00006	0,00100
70AL	10	10	0,98222	14,73329	91,11997	0,30907	0,31421
70AL	11	11	0,98231	14,73469	90,84484	3,86562	0,31326
70AL	12	12	0,98036	14,70544	88,14248	6,27798	0,30394
70AL	13	13	0,97710	14,65648	86,29947	2,21784	0,29758
16Cu	14	14	0,97592	14,63882	4,04273	0,02518	0,03515
16Cu	15	15	0,97567	14,63503	0,03388	0,00000	0,00029
16Cu	16	16	0,97567	14,63501	12,16565	0,39335	0,10579
16Cu	17	17	0,97356	14,60333	6,26488	0,06973	0,05448
70AL	18	18	0,97041	14,55610	70,09109	3,61935	0,24169

16Cu	19	19	0,97027	14,55407	54,02805	4,20178	0,46981
16Cu	20	20	0,97010	14,55148	6,50040	0,02176	0,05653
16Cu	21	21	0,96983	14,54739	6,50040	0,02773	0,05653
16Cu	22	22	0,96822	14,52335	6,50040	0,04382	0,05653
16Cu	23	23	0,96509	14,47633	47,52766	2,56355	0,41328
16Cu	24	24	0,96491	14,47370	46,22962	3,58003	0,40200
16Cu	25	25	0,96479	14,47191	8,41606	0,03647	0,07318
16Cu	26	26	0,96473	14,47102	4,87037	0,01436	0,04235
16Cu	27	27	0,96189	14,42838	3,54569	0,01564	0,03083
16Cu	28	28	0,96188	14,42815	37,81356	2,98622	0,32881
16Cu	29	29	0,95970	14,39552	0,50588	0,00019	0,00440
16Cu	30	30	0,95940	14,39094	37,30768	2,01865	0,32441
16Cu	31	31	0,95934	14,39009	11,00519	0,08300	0,09570
16Cu	32	32	0,95928	14,38926	4,61339	0,00648	0,04012
16Cu	33	33	0,95903	14,38551	1,24786	0,00170	0,01085
16Cu	34	34	0,95899	14,38488	6,39180	0,05718	0,05558
185XLPE	35	35	0,95899	14,38478	6,39180	0,00636	0,01614
16Cu	36	36	0,95841	14,37612	0,13849	0,00002	0,00120
16Cu	37	37	0,95840	14,37599	26,30249	0,84032	0,22872
16Cu	38	38	0,95693	14,35390	0,07988	0,00002	0,00069
16Cu	39	39	0,95676	14,35146	26,22261	0,95988	0,22802
16Cu	40	40	0,95672	14,35084	3,38008	0,01359	0,02939
16Cu	41	41	0,95555	14,33329	0,86202	0,00087	0,00750
16Cu	42	42	0,95218	14,28272	22,66616	0,76933	0,19710
16Cu	43	43	0,95142	14,27136	18,87458	1,57199	0,16413
16Cu	44	44	0,95056	14,25839	18,03524	0,33730	0,15683
16Cu	45	45	0,97461	14,61919	13,67249	0,29213	0,11889
		46	0,97416	14,61243	0	0	0

Discriminación de Costos Cardos S3 2000 generaciones



Red de Durazno

Los cables con los que se probó son los siguientes:

Nombre	R(ohm/Km)	X (Ohm/Km)	YPi((ohm(-1)/Km))	Corriente Adm	Precio /Km	Precio Inst/km	Precio Mant/km	1Aéreo-0Subterráneo
CX240	0.16	0.18	0	430	79362	0	0	1
CX150	0.264	0.193	0	330	76316	0	0	1
PRE95	0.359	0.1	0	230	33547	0	0	1
PRE50	0.718	0.1	0	150	31541	0	0	1
PRE25	1.345	0.1	0	100	28387	0	0	1

En este caso, los costos de instalación y mantenimiento están incluidos en el precio del cable.

Los resultados obtenidos para las distintas pruebas son los siguientes:

Durazno 100 Generaciones

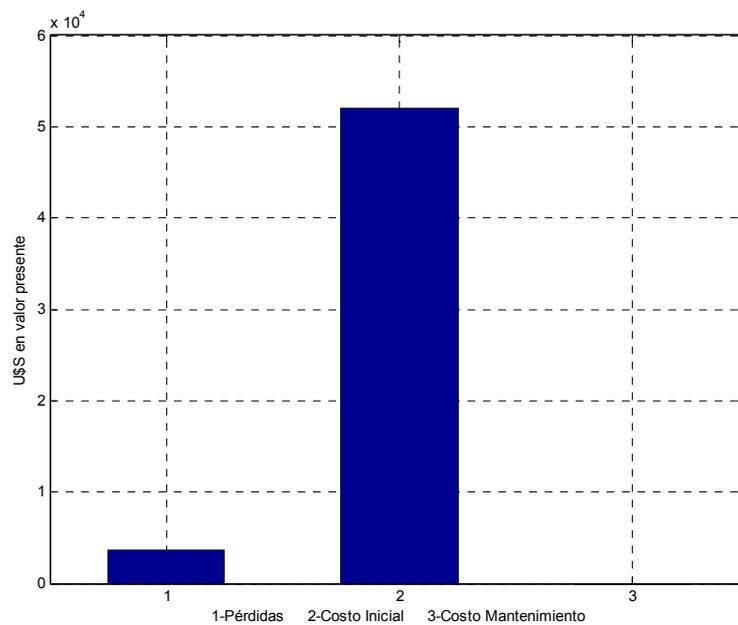
Tensión base en KV = 0.4 Perdidas en kW = 0.99222 Potencia Base en MVA = 100 Red no Telescopica Costo U\$S =55636							
Cables de la Rama -->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
CX240	1	1	1,00000	0,40000	144,79327	0,12076	0,33673
PRE95	2	2	0,99848	0,39939	133,23526	0,12781	0,30985
CX240	3	3	0,99673	0,39869	124,97104	0,08996	0,29063
CX240	4	4	0,99542	0,39817	115,03879	0,09528	0,26753
PRE50	5	5	0,99391	0,39757	41,69052	0,06552	0,18126
PRE25	6	6	0,99156	0,39662	38,36794	0,01268	0,16682
PRE95	7	7	0,99106	0,39643	36,70740	0,01161	0,15960
PRE95	8	8	0,99059	0,39624	35,04606	0,01058	0,15237
PRE50	9	9	0,99014	0,39605	33,38397	0,00960	0,14515
PRE50	10	10	0,98971	0,39588	31,72115	0,00867	0,13792
PRE95	11	11	0,98930	0,39572	30,05764	0,00778	0,13069
PRE25	12	12	0,98891	0,39556	28,39348	0,00695	0,12345
PRE25	13	13	0,98854	0,39542	26,72871	0,01154	0,11621
PRE95	14	14	0,98789	0,39516	6,67480	0,00539	0,06675
PRE50	15	15	0,98675	0,39470	5,00699	0,00192	0,05007

PRE50	16	16	0,98620	0,39448	3,33826	0,00045	0,03338
PRE50	17	17	0,98601	0,39440	1,66921	0,00011	0,01669
PRE95	18	18	0,98591	0,39437	73,34826	0,08691	0,31891
PRE95	19	19	0,99214	0,39686	31,65250	0,01295	0,13762
PRE95	20	20	0,99152	0,39661	29,99273	0,01163	0,13040
PRE25	21	21	0,99094	0,39638	28,33199	0,01037	0,12318
CX150	22	22	0,99040	0,39616	26,67033	0,00919	0,11596
PRE50	23	23	0,98988	0,39595	25,00780	0,00808	0,10873
PRE50	24	24	0,98939	0,39576	23,34446	0,01174	0,10150
PRE95	25	25	0,98864	0,39546	16,68119	0,01019	0,07253
PRE25	26	26	0,98773	0,39509	10,00712	0,00283	0,10007
PRE50	27	27	0,98732	0,39493	8,34029	0,00196	0,08340
PRE95	28	28	0,98699	0,39480	6,67289	0,00126	0,06673
CX240	29	29	0,98672	0,39469	5,00505	0,00071	0,05005
PRE25	30	30	0,98652	0,39461	3,33686	0,00027	0,03337
PRE50	31	31	0,98641	0,39456	1,66848	0,00007	0,01668
PRE25	32	32	0,98635	0,39454	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	33	33	0,98635	0,39454	6,67408	0,00485	0,06674
PRE25	34	34	0,98669	0,39468	5,00618	0,00111	0,05006
PRE50	35	35	0,98638	0,39455	3,33775	0,00049	0,03338
PRE95	36	36	0,98617	0,39447	1,66896	0,00012	0,01669
PRE50	37	37	0,98606	0,39442	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	38	38	0,98606	0,39442	6,66327	0,00179	0,06663
PRE25	39	39	0,98826	0,39530	4,99801	0,00101	0,04998
PRE95	40	40	0,98797	0,39519	3,33228	0,00045	0,03332
PRE50	41	41	0,98778	0,39511	1,66622	0,00011	0,01666
PRE25	42	42	0,98769	0,39507	14,98430	0,01087	0,14984
PRE25	43	43	0,99111	0,39644	13,32383	0,00860	0,13324
PRE95	44	44	0,99019	0,39608	11,66183	0,00659	0,11662
PRE95	45	45	0,98939	0,39576	9,99847	0,00484	0,09998
PRE25	46	46	0,98870	0,39548	8,33396	0,00336	0,08334
PRE95	47	47	0,98813	0,39525	6,66849	0,00215	0,06668
PRE25	48	48	0,98767	0,39507	5,00224	0,00121	0,05002
PRE25	49	49	0,98732	0,39493	3,33541	0,00108	0,03335
PRE50	50	50	0,98686	0,39475	1,66780	0,00013	0,01668
PRE25	51	51	0,98675	0,39470	0,00000	0,00000	0,00000
PRE50	52	52	0,98675	0,39470	26,71146	0,02613	0,11614
PRE50	53	53	0,99067	0,39627	1,66125	0,00004	0,00722
PRE25	54	54	0,99064	0,39626	25,05021	0,00811	0,10891
PRE95	55	55	0,99019	0,39607	23,38820	0,00707	0,10169
PRE50	56	56	0,98973	0,39589	21,72543	0,00610	0,09446

PRE50	57	57	0,98931	0,39573	20,06195	0,00520	0,08723
PRE25	58	58	0,98892	0,39557	18,39782	0,04411	0,07999
PRE95	59	59	0,98533	0,39413	16,72762	0,00362	0,07273
PRE25	60	60	0,98501	0,39400	15,05687	0,00293	0,06546
PRE50	61	61	0,98472	0,39389	15,05687	0,00293	0,06546
PRE95	62	62	0,98443	0,39377	13,38514	0,00232	0,05820
PRE25	63	63	0,98417	0,39367	11,71296	0,00177	0,05093
PRE50	64	64	0,98394	0,39358	10,04040	0,00130	0,04365
PRE50	65	65	0,98375	0,39350	8,36750	0,00090	0,03638
PRE25	66	66	0,98358	0,39343	6,69433	0,00058	0,02911
PRE25	67	67	0,98345	0,39338	5,02094	0,00033	0,02183
PRE25	68	68	0,98336	0,39334	3,34739	0,00014	0,01455
PRE95	69	69	0,98329	0,39332	1,67372	0,00004	0,00728
PRE95	70	70	0,98326	0,39330	0,00000	0,00000	0,00000
PRE95	71	71	0,98326	0,39330	3,32258	0,00200	0,03323
PRE50	72	72	0,99070	0,39628	1,66144	0,00020	0,01661
PRE25	73	73	0,99053	0,39621	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	74	74	0,99053	0,39621	20,05391	0,01429	0,08719
PRE25	75	75	0,98683	0,39473	11,69652	0,00552	0,11697
PRE25	76	76	0,98616	0,39446	10,02772	0,00406	0,10028
PRE50	77	77	0,98558	0,39423	8,35794	0,00282	0,08358
PRE25	78	78	0,98510	0,39404	6,68735	0,00180	0,06687
PRE95	79	79	0,98472	0,39389	5,01611	0,00102	0,05016
PRE50	80	80	0,98443	0,39377	3,34438	0,00045	0,03344
PRE50	81	81	0,98424	0,39370	1,67233	0,00019	0,01672
PRE95	82	82	0,98408	0,39363	8,35739	0,01015	0,08357
PRE25	83	83	0,98510	0,39404	5,01475	0,00132	0,05015
CX150	84	84	0,98473	0,39389	3,34352	0,00059	0,03344
PRE25	85	85	0,98448	0,39379	1,67187	0,00016	0,01672
PRE95	86	86	0,98434	0,39374	3,34264	0,00081	0,03343
PRE95	87	87	0,98476	0,39390	1,67147	0,00020	0,01671
PRE95	88	88	0,98458	0,39383	0,00000	0,00000	0,00000
PRE95	89	89	0,98458	0,39383	11,55806	0,00647	0,11558
PRE95	90	90	0,99768	0,39907	9,90854	0,00317	0,09909
CX150	91	91	0,99723	0,39889	8,25827	0,00220	0,08258
PRE50	92	92	0,99685	0,39874	6,60737	0,00141	0,06607
PRE25	93	93	0,99655	0,39862	4,95596	0,00079	0,04956
CX150	94	94	0,99632	0,39853	3,30419	0,00035	0,03304
PRE95	95	95	0,99617	0,39847	1,65216	0,00009	0,01652
PRE95	96	96	0,99609	0,39844	8,26423	0,00331	0,08264
CX150	97	97	0,99616	0,39847	6,61219	0,00141	0,06612

CX150	98	98	0,99586	0,39834	4,95964	0,00079	0,04960
PRE25	99	99	0,99563	0,39825	3,30672	0,00035	0,03307
PRE25	100	100	0,99548	0,39819	1,65355	0,00026	0,01654
PRE50	101	101	0,99525	0,39810	9,93226	0,00398	0,09932
PRE95	102	102	0,99485	0,39794	8,27804	0,00221	0,08278
PRE50	103	103	0,99447	0,39779	6,62319	0,00142	0,06623
PRE50	104	104	0,99417	0,39767	4,96784	0,00080	0,04968
PRE25	105	105	0,99394	0,39758	3,31210	0,00035	0,03312
PRE95	106	106	0,99379	0,39752	1,65611	0,00009	0,01656
		107	0,99371	0,39748	0,00000	0,00000	0,00000

Discriminación de Costos



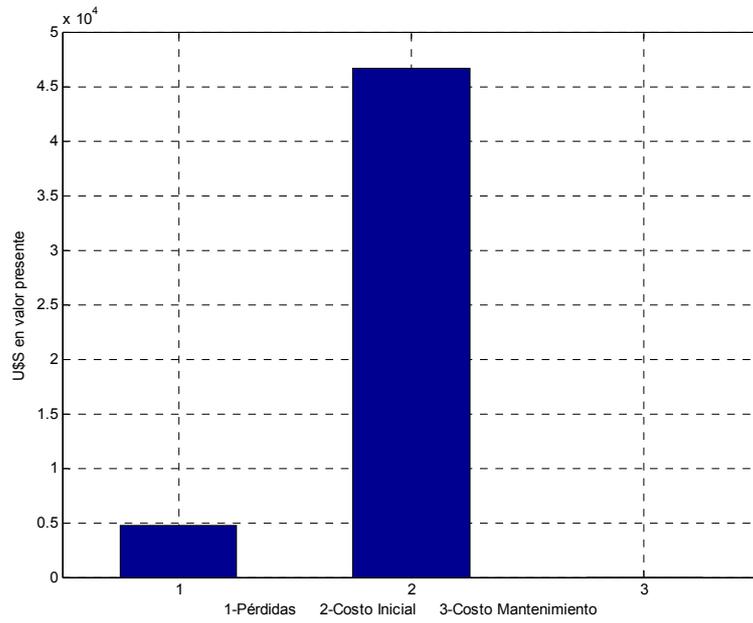
Durazno 500 generaciones

Tensión base en KV = 0.4 Perdidas en kW = 4.0778 Potencia Base en MVA = 100 Red no Telescopica Costo U\$S =51365							
Cables de la Rama ---->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
PRE95	1	1	1,00000	0,40000	204,46356	0,54029	0,88897
PRE95	2	2	0,99604	0,39842	188,40989	0,57347	0,81917
PRE95	3	3	0,99148	0,39659	176,89081	0,40440	0,76909
PRE95	4	4	0,98806	0,39522	163,01726	0,42931	0,70877
PRE95	5	5	0,98411	0,39364	58,96245	0,13105	0,25636
PRE95	6	6	0,98078	0,39231	54,30403	0,02541	0,23610
PRE25	7	7	0,98008	0,39203	51,97630	0,08721	0,51976
PRE25	8	8	0,97769	0,39108	49,64289	0,07955	0,49643
PRE50	9	9	0,97542	0,39017	47,30403	0,03856	0,31536
PRE95	10	10	0,97424	0,38969	44,96234	0,01742	0,19549
PRE95	11	11	0,97366	0,38946	42,61925	0,01565	0,18530
PRE25	12	12	0,97311	0,38924	40,27484	0,05236	0,40275
PRE25	13	13	0,97126	0,38850	37,92597	0,08706	0,37926
PRE95	14	14	0,96800	0,38720	9,43876	0,00288	0,04104
PRE25	15	15	0,96754	0,38702	7,08086	0,00384	0,07081
PRE25	16	16	0,96677	0,38671	4,72107	0,00090	0,04721
PRE50	17	17	0,96650	0,38660	2,36063	0,00012	0,01574
PRE50	18	18	0,96642	0,38657	104,05482	0,34983	0,69370
PRE95	19	19	0,97925	0,39170	44,73079	0,02586	0,19448
PRE50	20	20	0,97838	0,39135	42,39902	0,04647	0,28266
PRE95	21	21	0,97680	0,39072	40,06347	0,02074	0,17419
PRE95	22	22	0,97602	0,39041	37,72606	0,01839	0,16403
PRE25	23	23	0,97529	0,39012	35,38689	0,06063	0,35387
PRE50	24	24	0,97286	0,38914	33,04188	0,04703	0,22028
PRE25	25	25	0,97080	0,38832	23,63518	0,07664	0,23635
PRE95	26	26	0,96619	0,38648	14,17777	0,00152	0,06164
PRE50	27	27	0,96603	0,38641	11,81618	0,00211	0,07877
PRE50	28	28	0,96577	0,38631	9,45397	0,00135	0,06303
PRE25	29	29	0,96557	0,38623	7,09125	0,00142	0,07091
PRE25	30	30	0,96528	0,38611	4,72783	0,00054	0,04728
PRE25	31	31	0,96512	0,38605	2,36401	0,00014	0,02364
PRE25	32	32	0,96504	0,38602	0,00000	0,00000	0,00000

PRE50	33	33	0,96504	0,38602	9,45741	0,00520	0,06305
PRE25	34	34	0,96540	0,38616	7,09427	0,00223	0,07094
PRE25	35	35	0,96495	0,38598	4,73003	0,00099	0,04730
PRE95	36	36	0,96465	0,38586	2,36507	0,00007	0,01028
PRE50	37	37	0,96461	0,38584	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	38	38	0,96461	0,38584	9,40670	0,00357	0,09407
PRE95	39	39	0,97026	0,38810	7,05541	0,00054	0,03068
PRE95	40	40	0,97015	0,38806	4,70384	0,00024	0,02045
PRE25	41	41	0,97007	0,38803	2,35208	0,00022	0,02352
PRE50	42	42	0,96993	0,38797	21,04552	0,01145	0,14030
PRE25	43	43	0,97846	0,39138	18,71393	0,01696	0,18714
PRE50	44	44	0,97717	0,39087	16,37928	0,00693	0,10920
PRE25	45	45	0,97656	0,39062	14,04316	0,00955	0,14043
PRE50	46	46	0,97560	0,39024	11,70473	0,00354	0,07803
PRE50	47	47	0,97516	0,39006	9,36524	0,00227	0,06243
PRE50	48	48	0,97481	0,38992	7,02492	0,00128	0,04683
PRE50	49	49	0,97455	0,38982	4,68397	0,00113	0,03123
PRE25	50	50	0,97420	0,38968	2,34218	0,00027	0,02342
PRE25	51	51	0,97404	0,38961	0,00000	0,00000	0,00000
PRE50	52	52	0,97404	0,38961	38,27865	0,10731	0,25519
PRE25	53	53	0,97519	0,39008	2,33978	0,00027	0,02340
PRE95	54	54	0,97503	0,39001	35,93889	0,01669	0,15626
PRE25	55	55	0,97450	0,38980	33,59785	0,05466	0,33598
PRE25	56	56	0,97218	0,38887	31,25123	0,04729	0,31251
PRE25	57	57	0,97003	0,38801	28,89941	0,04044	0,28899
PRE25	58	58	0,96804	0,38722	26,54275	0,34397	0,26543
PRE50	59	59	0,94962	0,37985	24,14036	0,01506	0,16094
PRE50	60	60	0,94872	0,37949	21,73568	0,01221	0,14490
PRE95	61	61	0,94791	0,37916	21,73568	0,00611	0,09450
PRE25	62	62	0,94749	0,37900	19,32788	0,01809	0,19328
PRE95	63	63	0,94616	0,37846	16,91669	0,00370	0,07355
PRE25	64	64	0,94583	0,37833	14,50467	0,01019	0,14505
PRE25	65	65	0,94483	0,37793	12,09010	0,00708	0,12090
PRE50	66	66	0,94400	0,37760	9,67340	0,00242	0,06449
PRE95	67	67	0,94364	0,37746	7,25578	0,00068	0,03155
PRE25	68	68	0,94350	0,37740	4,83779	0,00113	0,04838
PRE95	69	69	0,94317	0,37727	2,41896	0,00008	0,01052
PRE50	70	70	0,94312	0,37725	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	71	71	0,94312	0,37725	4,65843	0,00394	0,04658
PRE25	72	72	0,97958	0,39183	2,32950	0,00039	0,02330
PRE25	73	73	0,97934	0,39173	0,00000	0,00000	0,00000

PRE25	74	74	0,97934	0,39173	28,48721	0,10806	0,28487
PRE25	75	75	0,96261	0,38504	16,61640	0,01114	0,16616
PRE95	76	76	0,96165	0,38466	14,24406	0,00219	0,06193
PRE95	77	77	0,96142	0,38457	11,87116	0,00152	0,05161
PRE95	78	78	0,96123	0,38449	9,49778	0,00097	0,04129
PRE95	79	79	0,96108	0,38443	7,12403	0,00055	0,03097
PRE25	80	80	0,96096	0,38439	4,74999	0,00091	0,04750
PRE25	81	81	0,96069	0,38428	2,37528	0,00039	0,02375
PRE50	82	82	0,96046	0,38418	11,87082	0,01093	0,07914
PRE95	83	83	0,96128	0,38451	7,12153	0,00071	0,03096
PRE95	84	84	0,96113	0,38445	4,74790	0,00032	0,02064
PRE95	85	85	0,96103	0,38441	2,37401	0,00008	0,01032
PRE25	86	86	0,96097	0,38439	4,74929	0,00164	0,04749
PRE50	87	87	0,96079	0,38431	2,37481	0,00022	0,01583
PRE25	88	88	0,96065	0,38426	0,00000	0,00000	0,00000
PRE95	89	89	0,96065	0,38426	16,05370	0,00333	0,06980
PRE25	90	90	0,99573	0,39829	13,76255	0,00611	0,13763
PRE50	91	91	0,99510	0,39804	11,46994	0,00227	0,07647
PRE50	92	92	0,99481	0,39793	9,17668	0,00145	0,06118
PRE50	93	93	0,99458	0,39783	6,88289	0,00082	0,04589
PRE95	94	94	0,99441	0,39777	4,58871	0,00018	0,01995
PRE95	95	95	0,99435	0,39774	2,29439	0,00005	0,00998
PRE25	96	96	0,99432	0,39773	11,51911	0,00642	0,11519
PRE50	97	97	0,99069	0,39628	9,21630	0,00146	0,06144
PRE50	98	98	0,99046	0,39618	6,91296	0,00082	0,04609
PRE25	99	99	0,99029	0,39611	4,60921	0,00069	0,04609
PRE25	100	100	0,99007	0,39603	2,30497	0,00051	0,02305
PRE25	101	101	0,98976	0,39590	13,87359	0,00777	0,13874
PRE25	102	102	0,98726	0,39490	11,56278	0,00432	0,11563
PRE95	103	103	0,98673	0,39469	9,25073	0,00074	0,04022
PRE95	104	104	0,98661	0,39464	6,93840	0,00041	0,03017
PRE50	105	105	0,98652	0,39461	4,62587	0,00037	0,03084
PRE25	106	106	0,98641	0,39456	2,31306	0,00017	0,02313
		107	0,98630	0,39452	0,00000	0,00000	0,00000

Discriminación de Costos Durazno 500 Generaciones



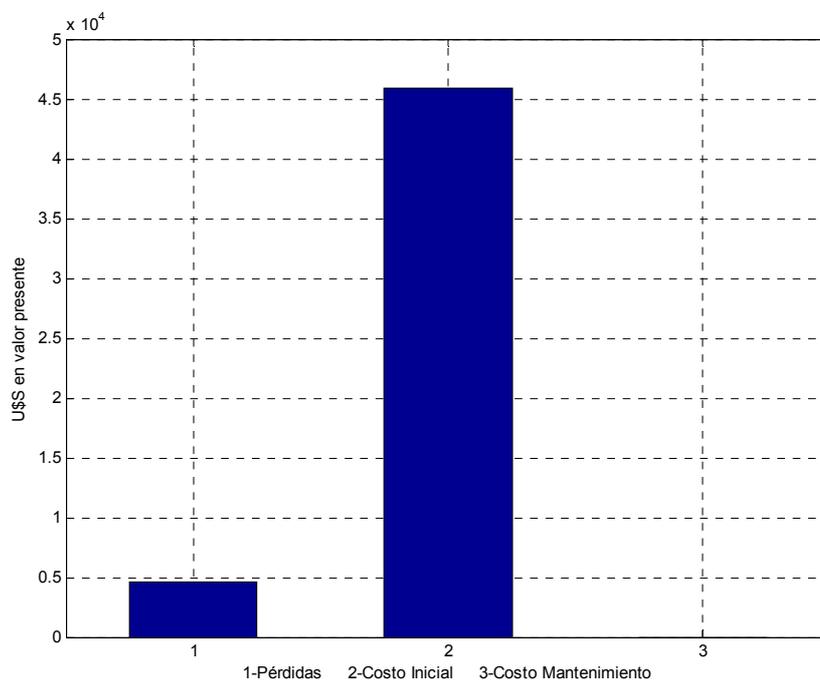
Durazno 1000 Generaciones

Cables de la Rama --->		Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
Tensión base en KV = 0.4 Perdidas en kW = 4.0004 Potencia Base en MVA = 100 Red no Telescopica Costo U\$S =50505								
PRE95	1	1	1,00000	1,00000	0,40000	204,35525	0,53972	
PRE95	2	2	0,99604	0,99604	0,39842	188,28510	0,57272	
PRE95	3	3	0,99149	0,99149	0,39659	176,76678	0,40383	
PRE95	4	4	0,98806	0,98806	0,39523	162,88942	0,42864	
PRE95	5	5	0,98412	0,98412	0,39365	58,99971	0,13121	
PRE50	6	6	0,98079	0,98079	0,39232	54,34395	0,05089	
PRE25	7	7	0,97943	0,97943	0,39177	52,01468	0,08733	
PRE50	8	8	0,97705	0,97705	0,39082	49,67973	0,04253	
PRE95	9	9	0,97581	0,97581	0,39032	47,34181	0,01931	
PRE25	10	10	0,97520	0,97520	0,39008	45,00243	0,06537	
PRE25	11	11	0,97313	0,97313	0,38925	42,65808	0,05874	
PRE25	12	12	0,97118	0,97118	0,38847	40,30901	0,05245	
PRE25	13	13	0,96933	0,96933	0,38773	37,95546	0,08719	
PRE25	14	14	0,96606	0,96606	0,38643	9,46613	0,01085	
PRE50	15	15	0,96443	0,96443	0,38577	7,10063	0,00206	
PRE50	16	16	0,96401	0,96401	0,38561	4,73411	0,00048	
PRE25	17	17	0,96387	0,96387	0,38555	2,36722	0,00023	
PRE95	18	18	0,96373	0,96373	0,38549	103,88971	0,17436	
PRE25	19	19	0,98161	0,98161	0,39264	44,80982	0,09722	
PRE50	20	20	0,97852	0,97852	0,39141	42,47838	0,04664	
PRE95	21	21	0,97693	0,97693	0,39077	40,14316	0,02083	
PRE25	22	22	0,97616	0,97616	0,39046	37,80607	0,06921	
PRE25	23	23	0,97356	0,97356	0,38942	35,46274	0,06089	
PRE50	24	24	0,97111	0,97111	0,38845	33,11351	0,04724	
PRE25	25	25	0,96905	0,96905	0,38762	23,68786	0,07698	
PRE25	26	26	0,96443	0,96443	0,38577	14,20869	0,00570	
PRE50	27	27	0,96386	0,96386	0,38555	11,84180	0,00211	
PRE95	28	28	0,96361	0,96361	0,38544	9,47427	0,00068	
PRE25	29	29	0,96350	0,96350	0,38540	7,10648	0,00143	
PRE25	30	30	0,96321	0,96321	0,38529	4,73799	0,00054	
PRE25	31	31	0,96305	0,96305	0,38522	2,36909	0,00014	
PRE95	32	32	0,96297	0,96297	0,38519	0,00000	0,00000	

PRE25	33	33	0,96297	0,96297	0,38519	9,47917	0,00979
PRE95	34	34	0,96297	0,96297	0,38519	7,11007	0,00060
PRE25	35	35	0,96284	0,96284	0,38514	4,74066	0,00100
PRE25	36	36	0,96254	0,96254	0,38502	2,37051	0,00025
PRE25	37	37	0,96239	0,96239	0,38496	0,00000	0,00000
PRE25	38	38	0,96239	0,96239	0,38496	9,42565	0,00358
PRE25	39	39	0,96851	0,96851	0,38740	7,07012	0,00202
PRE95	40	40	0,96811	0,96811	0,38724	4,71359	0,00024
PRE50	41	41	0,96803	0,96803	0,38721	2,35689	0,00012
PRE95	42	42	0,96796	0,96796	0,38718	20,98504	0,00569
PRE25	43	43	0,98120	0,98120	0,39248	18,65996	0,01686
PRE50	44	44	0,97992	0,97992	0,39197	16,33183	0,00689
PRE50	45	45	0,97930	0,97930	0,39172	14,00226	0,00507
PRE25	46	46	0,97878	0,97878	0,39151	11,67144	0,00660
PRE50	47	47	0,97798	0,97798	0,39119	9,33870	0,00225
PRE95	48	48	0,97763	0,97763	0,39105	7,00513	0,00063
PRE25	49	49	0,97749	0,97749	0,39100	4,67124	0,00211
PRE25	50	50	0,97685	0,97685	0,39074	2,33581	0,00026
PRE95	51	51	0,97669	0,97669	0,39068	0,00000	0,00000
PRE50	52	52	0,97669	0,97669	0,39068	38,09493	0,10628
PRE50	53	53	0,97757	0,97757	0,39103	2,33392	0,00014
PRE95	54	54	0,97748	0,97748	0,39099	35,76103	0,01653
PRE95	55	55	0,97688	0,97688	0,39075	33,42568	0,01444
PRE95	56	56	0,97623	0,97623	0,39049	31,08879	0,01249
PRE25	57	57	0,97563	0,97563	0,39025	28,75046	0,04002
PRE25	58	58	0,97365	0,97365	0,38946	26,40737	0,34047
PRE25	59	59	0,95532	0,95532	0,38213	24,01931	0,02793
PRE95	60	60	0,95367	0,95367	0,38147	21,62712	0,00604
PRE50	61	61	0,95325	0,95325	0,38130	21,62712	0,01209
PRE25	62	62	0,95244	0,95244	0,38098	19,23184	0,01791
PRE25	63	63	0,95112	0,95112	0,38045	16,83323	0,01372
PRE95	64	64	0,94996	0,94996	0,37998	14,43169	0,00269
PRE25	65	65	0,94968	0,94968	0,37987	12,02945	0,00701
PRE95	66	66	0,94885	0,94885	0,37954	9,62512	0,00120
PRE25	67	67	0,94867	0,94867	0,37947	7,22031	0,00252
PRE25	68	68	0,94817	0,94817	0,37927	4,81424	0,00112
PRE25	69	69	0,94784	0,94784	0,37914	2,40733	0,00028
PRE25	70	70	0,94767	0,94767	0,37907	0,00000	0,00000
PRE50	71	71	0,94767	0,94767	0,37907	4,65578	0,00210
PRE25	72	72	0,98014	0,98014	0,39205	2,32817	0,00039
PRE25	73	73	0,97990	0,97990	0,39196	0,00000	0,00000

PRE50	74	74	0,97990	0,97990	0,39196	28,48933	0,05769
PRE25	75	75	0,96314	0,96314	0,38525	16,62034	0,01115
PRE25	76	76	0,96218	0,96218	0,38487	14,24931	0,00819
PRE50	77	77	0,96137	0,96137	0,38455	11,87627	0,00304
PRE95	78	78	0,96100	0,96100	0,38440	9,50231	0,00097
PRE25	79	79	0,96084	0,96084	0,38434	7,12797	0,00205
PRE25	80	80	0,96043	0,96043	0,38417	4,75262	0,00091
PRE25	81	81	0,96016	0,96016	0,38406	2,37660	0,00039
PRE50	82	82	0,95993	0,95993	0,38397	11,86898	0,01092
PRE25	83	83	0,96181	0,96181	0,38472	7,12204	0,00266
PRE25	84	84	0,96127	0,96127	0,38451	4,74876	0,00118
PRE25	85	85	0,96092	0,96092	0,38437	2,37462	0,00032
PRE25	86	86	0,96073	0,96073	0,38429	4,74695	0,00164
PRE25	87	87	0,96132	0,96132	0,38453	2,37378	0,00041
PRE25	88	88	0,96107	0,96107	0,38443	0,00000	0,00000
PRE25	89	89	0,96107	0,96107	0,38443	16,07017	0,01250
PRE25	90	90	0,99494	0,99494	0,39797	13,77720	0,00613
PRE50	91	91	0,99431	0,99431	0,39772	11,48277	0,00227
PRE25	92	92	0,99402	0,99402	0,39761	9,18767	0,00272
PRE25	93	93	0,99360	0,99360	0,39744	6,89161	0,00153
PRE25	94	94	0,99328	0,99328	0,39731	4,59481	0,00068
PRE25	95	95	0,99307	0,99307	0,39723	2,29753	0,00017
PRE25	96	96	0,99297	0,99297	0,39719	11,51834	0,00642
PRE50	97	97	0,99069	0,99069	0,39628	9,21554	0,00146
PRE50	98	98	0,99046	0,99046	0,39619	6,91221	0,00082
PRE95	99	99	0,99029	0,99029	0,39612	4,60848	0,00018
PRE25	100	100	0,99023	0,99023	0,39609	2,30461	0,00051
PRE25	101	101	0,98991	0,98991	0,39597	13,87739	0,00777
PRE25	102	102	0,98727	0,98727	0,39491	11,56660	0,00432
PRE25	103	103	0,98674	0,98674	0,39469	9,25457	0,00276
PRE50	104	104	0,98631	0,98631	0,39452	6,94154	0,00083
PRE25	105	105	0,98614	0,98614	0,39446	4,62811	0,00069
PRE25	106	106	0,98593	0,98593	0,39437	2,31418	0,00017
		107	0,98582	0,98582	0,39433	0,00000	0,00000

Discriminación de Costos Durazno 1000 generaciones



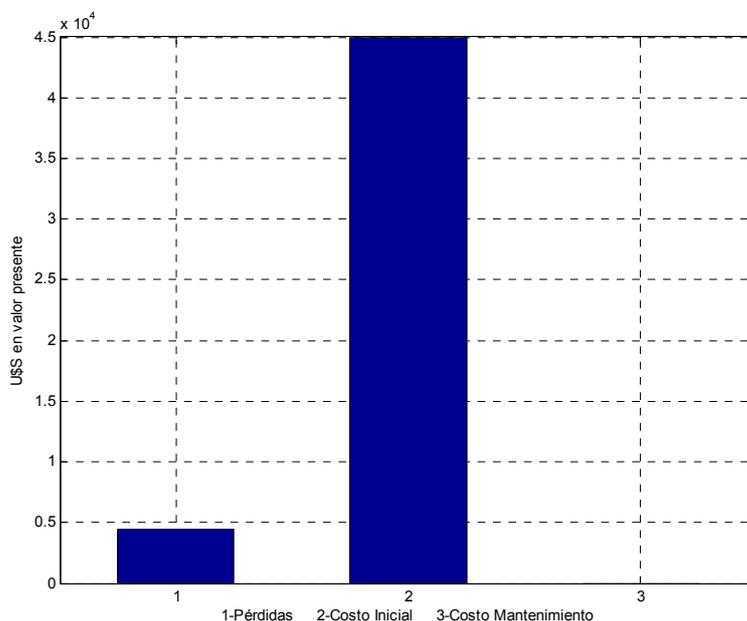
Durazno 2000 generaciones

Tensión base en KV = 0.4 Perdidas en kW = 3.7308 Potencia Base en MVA = 100 Red no Telescopica Costo U\$S =49696							
Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/Imax)
PRE95	1	1	1,00000	0,40000	203,97843	0,53773	0,88686
PRE95	2	2	0,99605	0,39842	187,91479	0,57046	0,81702
PRE95	3	3	0,99150	0,39660	176,39914	0,40215	0,76695
PRE95	4	4	0,98809	0,39523	162,53591	0,42678	0,70668
PRE95	5	5	0,98415	0,39366	58,79629	0,13031	0,25564
PRE95	6	6	0,98083	0,39233	54,13811	0,02525	0,23538
PRE95	7	7	0,98013	0,39205	51,81050	0,02313	0,22526
PRE95	8	8	0,97946	0,39179	49,48131	0,02110	0,21514
PRE50	9	9	0,97882	0,39153	47,15059	0,03831	0,31434
PRE95	10	10	0,97765	0,39106	44,81707	0,01731	0,19486
PRE95	11	11	0,97707	0,39083	42,48218	0,01555	0,18471
PRE50	12	12	0,97652	0,39061	40,14597	0,02777	0,26764
PRE25	13	13	0,97552	0,39021	37,80736	0,08651	0,37807
PRE25	14	14	0,97227	0,38891	9,40860	0,01072	0,09409
PRE25	15	15	0,97065	0,38826	7,05825	0,00382	0,07058
PRE25	16	16	0,96988	0,38795	4,70605	0,00089	0,04706
PRE25	17	17	0,96961	0,38785	2,35319	0,00022	0,02353
PRE95	18	18	0,96948	0,38779	103,73963	0,17386	0,45104
PRE95	19	19	0,98164	0,39266	44,61731	0,02573	0,19399
PRE50	20	20	0,98078	0,39231	42,29123	0,04623	0,28194
PRE50	21	21	0,97920	0,39168	39,96140	0,04128	0,26641
PRE50	22	22	0,97770	0,39108	37,62801	0,03660	0,25085
PRE50	23	23	0,97630	0,39052	35,29126	0,03219	0,23528
PRE95	24	24	0,97498	0,38999	32,95134	0,02339	0,14327
PRE25	25	25	0,97392	0,38957	23,57191	0,07623	0,23572
PRE50	26	26	0,96932	0,38773	14,13833	0,00301	0,09426
PRE25	27	27	0,96901	0,38760	11,78401	0,00392	0,11784
PRE25	28	28	0,96854	0,38742	9,42854	0,00251	0,09429
PRE25	29	29	0,96816	0,38726	7,07215	0,00141	0,07072
PRE25	30	30	0,96788	0,38715	4,71506	0,00054	0,04715
PRE50	31	31	0,96771	0,38709	2,35759	0,00007	0,01572

PRE25	32	32	0,96767	0,38707	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	33	33	0,96767	0,38707	9,43357	0,00970	0,09434
PRE25	34	34	0,96786	0,38714	7,07645	0,00222	0,07076
PRE25	35	35	0,96741	0,38697	4,71824	0,00099	0,04718
PRE25	36	36	0,96712	0,38685	2,35930	0,00025	0,02359
PRE50	37	37	0,96697	0,38679	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	38	38	0,96697	0,38679	9,37944	0,00355	0,09379
PRE25	39	39	0,97338	0,38935	7,03568	0,00200	0,07036
PRE25	40	40	0,97297	0,38919	4,69094	0,00089	0,04691
PRE50	41	41	0,97271	0,38908	2,34556	0,00012	0,01564
PRE25	42	42	0,97263	0,38905	21,02704	0,02141	0,21027
PRE25	43	43	0,98019	0,39208	18,69958	0,01693	0,18700
PRE25	44	44	0,97891	0,39156	16,36906	0,01297	0,16369
PRE25	45	45	0,97778	0,39111	14,03585	0,00954	0,14036
PRE25	46	46	0,97682	0,39073	11,70033	0,00663	0,11700
PRE25	47	47	0,97601	0,39040	9,36289	0,00424	0,09363
PRE25	48	48	0,97537	0,39015	7,02391	0,00239	0,07024
PRE25	49	49	0,97488	0,38995	4,68377	0,00212	0,04684
PRE25	50	50	0,97424	0,38970	2,34208	0,00027	0,02342
PRE25	51	51	0,97408	0,38963	0,00000	0,00000	0,00000
PRE95	52	52	0,97408	0,38963	38,09537	0,05314	0,16563
PRE25	53	53	0,97955	0,39182	2,32937	0,00026	0,02329
PRE50	54	54	0,97939	0,39176	35,76601	0,03306	0,23844
PRE95	55	55	0,97821	0,39129	33,43386	0,01445	0,14536
PRE25	56	56	0,97757	0,39103	31,10016	0,04683	0,31100
PRE25	57	57	0,97543	0,39017	28,76134	0,04005	0,28761
PRE25	58	58	0,97344	0,38938	26,41776	0,34074	0,26418
PRE50	59	59	0,95511	0,38204	24,02917	0,01492	0,16019
PRE25	60	60	0,95421	0,38168	21,63834	0,02267	0,21638
PRE50	61	61	0,95272	0,38109	21,63834	0,01210	0,14426
PRE25	62	62	0,95192	0,38077	19,24173	0,01793	0,19242
PRE25	63	63	0,95059	0,38024	16,84179	0,01373	0,16842
PRE50	64	64	0,94943	0,37977	14,43891	0,00539	0,09626
PRE50	65	65	0,94889	0,37956	12,03468	0,00374	0,08023
PRE95	66	66	0,94844	0,37938	9,62930	0,00120	0,04187
PRE25	67	67	0,94826	0,37930	7,22344	0,00253	0,07223
PRE25	68	68	0,94776	0,37910	4,81633	0,00112	0,04816
PRE25	69	69	0,94743	0,37897	2,40838	0,00028	0,02408
PRE25	70	70	0,94726	0,37891	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	71	71	0,94726	0,37891	4,65818	0,00394	0,04658
PRE25	72	72	0,97963	0,39185	2,32938	0,00039	0,02329

PRE25	73	73	0,97939	0,39176	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	74	74	0,97939	0,39176	28,39877	0,10739	0,28399
PRE25	75	75	0,96690	0,38676	16,56243	0,01107	0,16562
PRE25	76	76	0,96595	0,38638	14,20064	0,00814	0,14201
PRE25	77	77	0,96513	0,38605	11,83686	0,00565	0,11837
PRE25	78	78	0,96445	0,38578	9,47141	0,00362	0,09471
PRE25	79	79	0,96391	0,38556	7,10463	0,00204	0,07105
PRE50	80	80	0,96350	0,38540	4,73685	0,00048	0,03158
PRE25	81	81	0,96336	0,38534	2,36871	0,00038	0,02369
PRE25	82	82	0,96313	0,38525	11,83634	0,02035	0,11836
PRE25	83	83	0,96445	0,38578	7,10244	0,00265	0,07102
PRE25	84	84	0,96392	0,38557	4,73570	0,00118	0,04736
PRE25	85	85	0,96357	0,38543	2,36808	0,00032	0,02368
PRE25	86	86	0,96338	0,38535	4,73389	0,00163	0,04734
PRE25	87	87	0,96397	0,38559	2,36725	0,00041	0,02367
PRE25	88	88	0,96372	0,38549	0,00000	0,00000	0,00000
PRE50	89	89	0,96372	0,38549	16,06366	0,00667	0,10709
PRE25	90	90	0,99545	0,39818	13,77186	0,00612	0,13772
PRE25	91	91	0,99482	0,39793	11,47861	0,00425	0,11479
PRE25	92	92	0,99429	0,39772	9,18415	0,00272	0,09184
PRE50	93	93	0,99387	0,39755	6,88871	0,00082	0,04592
PRE25	94	94	0,99370	0,39748	4,59288	0,00068	0,04593
PRE25	95	95	0,99349	0,39740	2,29656	0,00017	0,02297
PRE50	96	96	0,99338	0,39735	11,51566	0,00343	0,07677
PRE50	97	97	0,99107	0,39643	9,21374	0,00146	0,06142
PRE25	98	98	0,99084	0,39634	6,91129	0,00154	0,06911
PRE25	99	99	0,99053	0,39621	4,60810	0,00069	0,04608
PRE25	100	100	0,99031	0,39613	2,30442	0,00051	0,02304
PRE95	101	101	0,99000	0,39600	13,86325	0,00207	0,06028
PRE95	102	102	0,98786	0,39514	11,55385	0,00115	0,05023
PRE25	103	103	0,98771	0,39509	9,24411	0,00276	0,09244
PRE95	104	104	0,98729	0,39492	6,93337	0,00041	0,03015
PRE95	105	105	0,98720	0,39488	4,62242	0,00018	0,02010
PRE25	106	106	0,98714	0,39486	2,31134	0,00017	0,02311
		107	0,98703	0,39481	0,00000	0,00000	0,00000

Discriminación de costos Durazno 2000 generaciones



Durazno 4000 generaciones

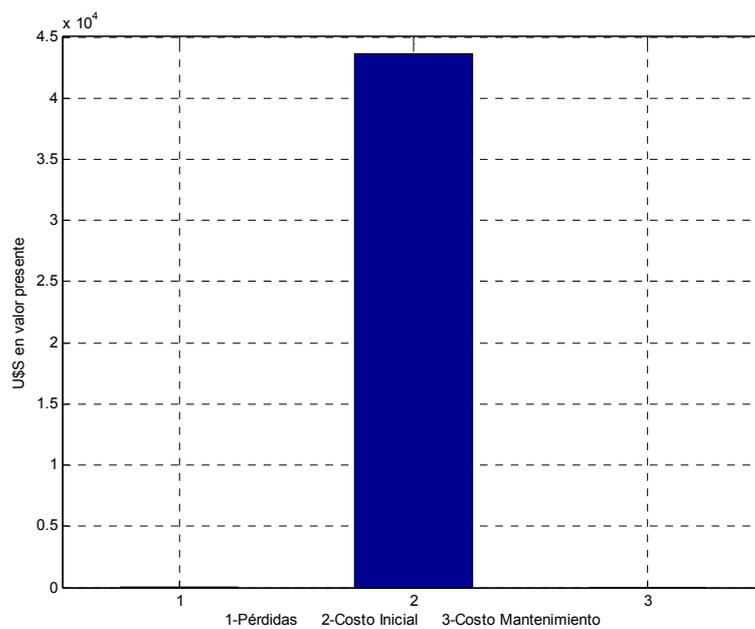
Tensión base en KV = 0.4 Perdidas en kW = 3.8677 Potencia Base en MVA = 100 Red no Telescopica Costo U\$S =49399							
Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/Imax)
PRE95	1	1	1,00000	0,40000	204,16991	0,53874	0,88770
PRE95	2	2	0,99605	0,39842	188,10700	0,57163	0,81786
PRE95	3	3	0,99149	0,39660	176,58749	0,40301	0,76777
PRE95	4	4	0,98807	0,39523	162,71723	0,42773	0,70747
PRE95	5	5	0,98414	0,39365	58,77245	0,13021	0,25553
PRE95	6	6	0,98082	0,39233	54,11420	0,02523	0,23528
PRE50	7	7	0,98012	0,39205	51,78656	0,04621	0,34524
PRE95	8	8	0,97883	0,39153	49,45585	0,02107	0,21503
PRE50	9	9	0,97819	0,39128	47,12362	0,03827	0,31416
PRE95	10	10	0,97702	0,39081	44,78858	0,01728	0,19473
PRE95	11	11	0,97644	0,39057	42,45217	0,01553	0,18457
PRE50	12	12	0,97589	0,39036	40,11444	0,02773	0,26743

PRE50	13	13	0,97489	0,38996	37,77431	0,04610	0,25183
PRE25	14	14	0,97313	0,38925	9,40030	0,01070	0,09400
PRE25	15	15	0,97151	0,38860	7,05202	0,00381	0,07052
PRE25	16	16	0,97074	0,38830	4,70189	0,00089	0,04702
PRE25	17	17	0,97047	0,38819	2,35111	0,00022	0,02351
PRE95	18	18	0,97034	0,38813	103,94481	0,17455	0,45193
PRE95	19	19	0,98162	0,39265	44,60832	0,02572	0,19395
PRE95	20	20	0,98076	0,39230	42,28219	0,02311	0,18384
PRE25	21	21	0,97994	0,39197	39,95412	0,07729	0,39954
PRE50	22	22	0,97719	0,39088	37,61949	0,03658	0,25080
PRE95	23	23	0,97578	0,39031	35,28151	0,01609	0,15340
PRE95	24	24	0,97510	0,39004	32,94188	0,02337	0,14323
PRE25	25	25	0,97404	0,38961	23,56479	0,07618	0,23565
PRE50	26	26	0,96944	0,38778	14,13241	0,00301	0,09422
PRE95	27	27	0,96913	0,38765	11,77839	0,00105	0,05121
PRE25	28	28	0,96900	0,38760	9,42404	0,00251	0,09424
PRE25	29	29	0,96862	0,38745	7,06877	0,00141	0,07069
PRE25	30	30	0,96834	0,38734	4,71281	0,00054	0,04713
PRE50	31	31	0,96818	0,38727	2,35646	0,00007	0,01571
PRE25	32	32	0,96813	0,38725	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	33	33	0,96813	0,38725	9,43238	0,00969	0,09432
PRE25	34	34	0,96798	0,38719	7,07556	0,00222	0,07076
PRE25	35	35	0,96754	0,38701	4,71764	0,00099	0,04718
PRE25	36	36	0,96724	0,38690	2,35900	0,00025	0,02359
PRE25	37	37	0,96709	0,38684	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	38	38	0,96709	0,38684	9,37709	0,00355	0,09377
PRE50	39	39	0,97350	0,38940	7,03362	0,00107	0,04689
PRE25	40	40	0,97328	0,38931	4,68962	0,00089	0,04690
PRE25	41	41	0,97301	0,38920	2,34497	0,00022	0,02345
PRE25	42	42	0,97288	0,38915	21,02750	0,02141	0,21028
PRE25	43	43	0,98017	0,39207	18,69999	0,01693	0,18700
PRE25	44	44	0,97889	0,39155	16,36941	0,01297	0,16369
PRE25	45	45	0,97776	0,39110	14,03616	0,00954	0,14036
PRE25	46	46	0,97679	0,39072	11,70059	0,00663	0,11701
PRE25	47	47	0,97599	0,39040	9,36310	0,00424	0,09363
PRE25	48	48	0,97535	0,39014	7,02407	0,00239	0,07024
PRE25	49	49	0,97486	0,38994	4,68387	0,00212	0,04684
PRE25	50	50	0,97422	0,38969	2,34213	0,00027	0,02342
PRE25	51	51	0,97406	0,38962	0,00000	0,00000	0,00000
PRE50	52	52	0,97406	0,38962	38,30920	0,10748	0,25539
PRE25	53	53	0,97756	0,39102	2,33411	0,00026	0,02334

PRE25	54	54	0,97740	0,39096	35,97512	0,06267	0,35975
PRE25	55	55	0,97508	0,39003	33,63548	0,05478	0,33635
PRE25	56	56	0,97277	0,38911	31,29028	0,04741	0,31290
PRE25	57	57	0,97061	0,38825	28,93987	0,04055	0,28940
PRE25	58	58	0,96862	0,38745	26,58462	0,34506	0,26585
PRE50	59	59	0,95017	0,38007	24,18362	0,01512	0,16122
PRE25	60	60	0,94927	0,37971	21,78032	0,02297	0,21780
PRE25	61	61	0,94777	0,37911	21,78032	0,02297	0,21780
PRE25	62	62	0,94627	0,37851	19,36942	0,01817	0,19369
PRE25	63	63	0,94494	0,37797	16,95511	0,01392	0,16955
PRE25	64	64	0,94377	0,37751	14,53782	0,01023	0,14538
PRE50	65	65	0,94277	0,37711	12,11796	0,00380	0,08079
PRE25	66	66	0,94232	0,37693	9,69695	0,00455	0,09697
PRE25	67	67	0,94165	0,37666	7,27421	0,00256	0,07274
PRE25	68	68	0,94115	0,37646	4,85019	0,00114	0,04850
PRE25	69	69	0,94082	0,37633	2,42531	0,00028	0,02425
PRE25	70	70	0,94065	0,37626	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	71	71	0,94065	0,37626	4,65825	0,00394	0,04658
PRE25	72	72	0,97961	0,39185	2,32941	0,00039	0,02329
PRE25	73	73	0,97937	0,39175	0,00000	0,00000	0,00000
PRE25	74	74	0,97937	0,39175	28,37402	0,10720	0,28374
PRE25	75	75	0,96776	0,38710	16,54826	0,01105	0,16548
PRE25	76	76	0,96681	0,38672	14,18857	0,00812	0,14189
PRE25	77	77	0,96599	0,38640	11,82689	0,00564	0,11827
PRE25	78	78	0,96532	0,38613	9,46355	0,00361	0,09464
PRE25	79	79	0,96477	0,38591	7,09889	0,00203	0,07099
PRE25	80	80	0,96437	0,38575	4,73323	0,00090	0,04733
PRE25	81	81	0,96409	0,38564	2,36690	0,00038	0,02367
PRE25	82	82	0,96386	0,38555	11,82576	0,02031	0,11826
PRE25	83	83	0,96532	0,38613	7,09610	0,00264	0,07096
PRE25	84	84	0,96479	0,38591	4,73146	0,00117	0,04731
PRE25	85	85	0,96443	0,38577	2,36596	0,00032	0,02366
PRE25	86	86	0,96424	0,38570	4,72967	0,00162	0,04730
PRE25	87	87	0,96483	0,38593	2,36513	0,00041	0,02365
PRE25	88	88	0,96458	0,38583	0,00000	0,00000	0,00000
PRE50	89	89	0,96458	0,38583	16,06294	0,00667	0,10709
PRE25	90	90	0,99545	0,39818	13,77113	0,00612	0,13771
PRE25	91	91	0,99481	0,39793	11,47788	0,00425	0,11478
PRE50	92	92	0,99429	0,39772	9,18340	0,00145	0,06122
PRE25	93	93	0,99406	0,39762	6,88840	0,00153	0,06888
PRE25	94	94	0,99374	0,39750	4,59268	0,00068	0,04593

PRE25	95	95	0,99353	0,39741	2,29646	0,00017	0,02296
PRE25	96	96	0,99343	0,39737	11,51952	0,00643	0,11520
PRE50	97	97	0,99070	0,39628	9,21674	0,00146	0,06144
PRE25	98	98	0,99047	0,39619	6,91343	0,00154	0,06913
PRE50	99	99	0,99015	0,39606	4,60938	0,00037	0,03073
PRE25	100	100	0,99004	0,39602	2,30506	0,00051	0,02305
PRE50	101	101	0,98972	0,39589	13,87029	0,00414	0,09247
PRE50	102	102	0,98764	0,39506	11,56038	0,00230	0,07707
PRE25	103	103	0,98735	0,39494	9,24979	0,00276	0,09250
PRE25	104	104	0,98693	0,39477	6,93822	0,00155	0,06938
PRE25	105	105	0,98661	0,39464	4,62589	0,00069	0,04626
PRE25	106	106	0,98640	0,39456	2,31307	0,00017	0,02313
		107	0,98629	0,39452	0,00000	0,00000	0,00000

Discriminación de Costos Durazno 4000 generaciones

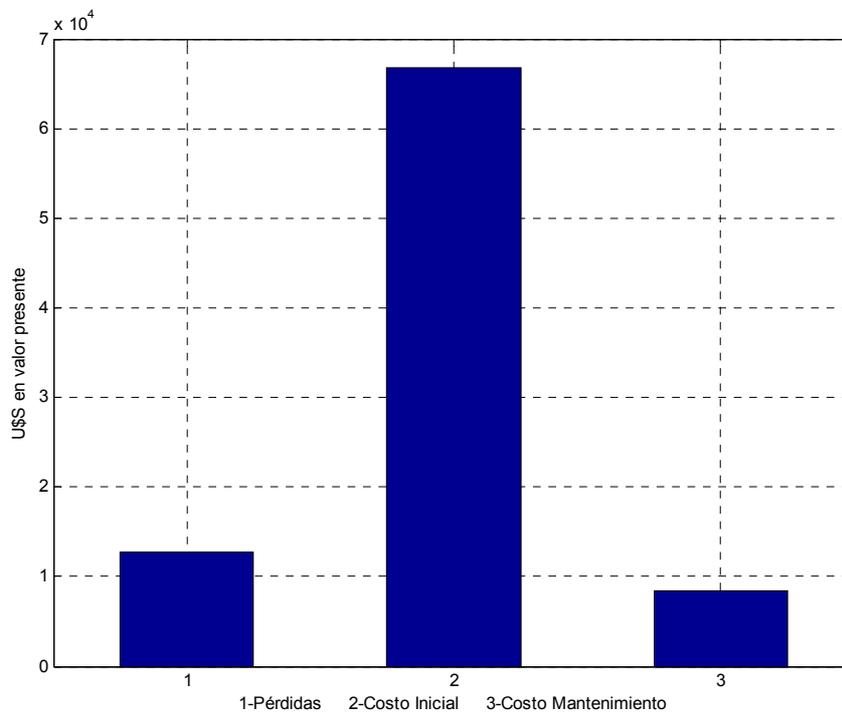


Red de Pirápolis

Pirópolis 100 Generaciones

Tensión base en KV = 15							
Perdidas en kW = 10.9831							
Potencia Base en MVA = 100							
Red Telescopica							
Costo U\$S =87993							
Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70CAPI	1	1	1,00000	15,00000	104,06323	4,26073	0,34688
70CAPI	2	2	0,99836	14,97537	92,76719	4,37022	0,30922
70CAPI	3	3	0,99647	14,94702	85,96450	1,28473	0,28655
25CAPI	4	4	0,99587	14,93803	12,55757	0,08908	0,07387
25CAPI	5	5	0,99561	14,93408	24,11419	0,79574	0,14185
25CAPI	6	6	0,99464	14,91963	0,16268	0,00002	0,00096
25CAPI	7	7	0,99464	14,91955	11,51065	0,18096	0,06771
25CAPI	8	8	0,99406	14,91087	1,57242	0,00159	0,00925
		9	0,99402	14,91030	0,00000	0,00000	0,00000

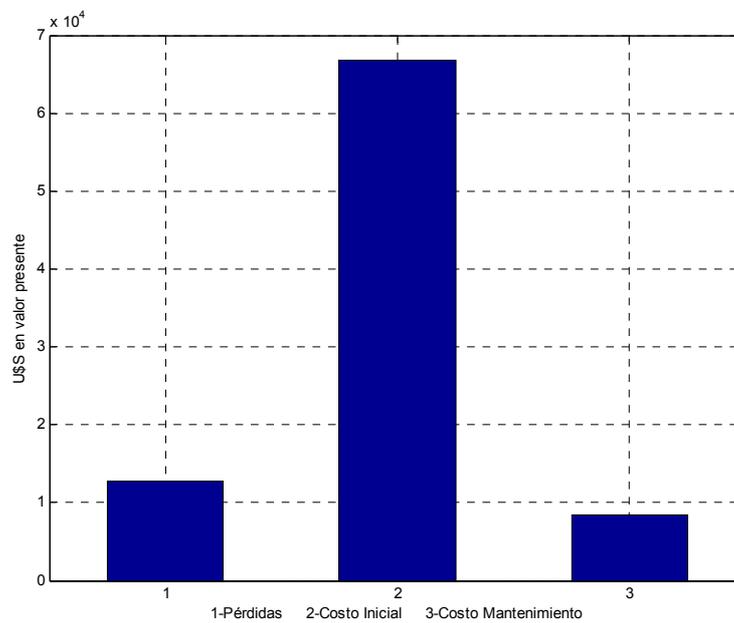
Discriminación de costos Pirlópolis 100 generaciones



Piriapolis 500 generaciones

Tensión base en KV = 15 Perdidas en kW = 13.4472 Potencia Base en MVA = 100 Red Telescopica Costo U\$S =88697							
Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70CAPI	1	1	1,00000	15,00000	104,15110	4,26793	0,34717
70CAPI	2	2	0,99836	14,97534	92,85505	4,37850	0,30952
25CAPI	3	3	0,99646	14,94697	86,05233	3,73123	0,50619
25CAPI	4	4	0,99485	14,92280	12,57039	0,08926	0,07394
25CAPI	5	5	0,99459	14,91884	24,13889	0,79737	0,14199
25CAPI	6	6	0,99363	14,90438	0,16285	0,00002	0,00096
25CAPI	7	7	0,99362	14,90430	11,52245	0,18133	0,06778
25CAPI	8	8	0,99304	14,89560	1,57403	0,00160	0,00926
		9	0,99300	14,89504	0,00000	0,00000	0,00000

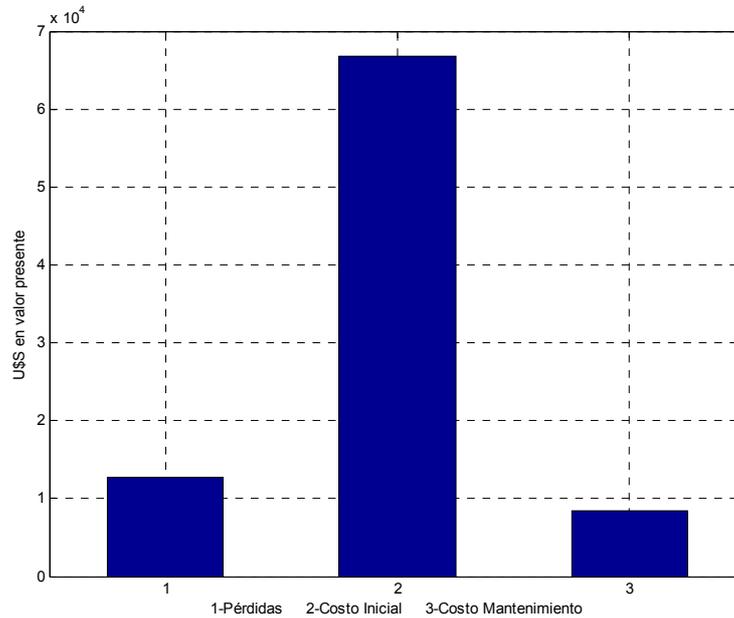
Discriminación de costos Pirlápolis 500 generaciones



Piriapolis 1000 generaciones

Tensión base en KV = 15 Perdidas en kW = 10.9831 Potencia Base en MVA = 100 Red Telescopica Costo U\$S =87993							
Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70CAPI	1	1	1,00000	15,00000	104,06323	4,26073	0,34688
70CAPI	2	2	0,99836	14,97537	92,76719	4,37022	0,30922
70CAPI	3	3	0,99647	14,94702	85,96450	1,28473	0,28655
25CAPI	4	4	0,99587	14,93803	12,55757	0,08908	0,07387
25CAPI	5	5	0,99561	14,93408	24,11419	0,79574	0,14185
25CAPI	6	6	0,99464	14,91963	0,16268	0,00002	0,00096
25CAPI	7	7	0,99464	14,91955	11,51065	0,18096	0,06771
25CAPI	8	8	0,99406	14,91087	1,57242	0,00159	0,00925
	9	9	0,99402	14,91030	0,00000	0,00000	0,00000

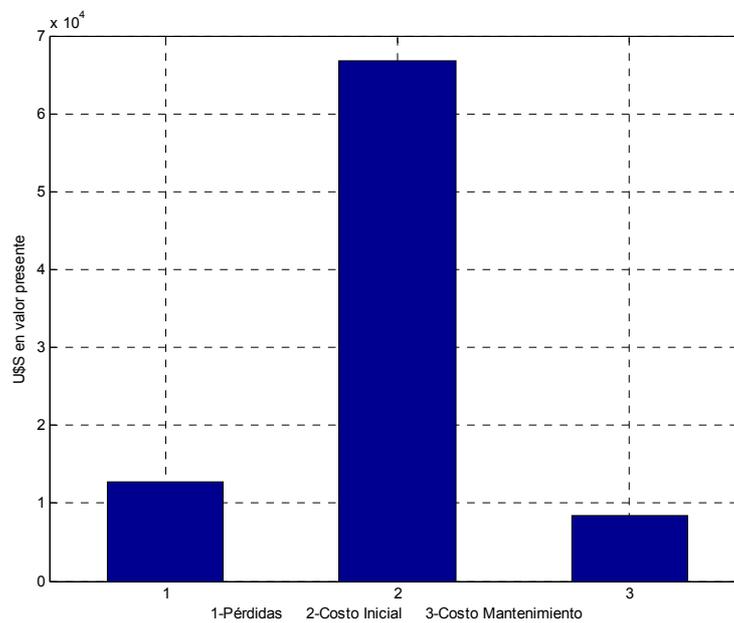
Discriminación de Costos Piriapolis 1000 generaciones



Piriapolis 1000 generaciones

Tensión base en KV = 15 Perdidas en kW = 10.9831 Potencia Base en MVA = 100 Red Telescopica Costo U\$S =87993							
Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
70CAPI	1	1	1,00000	15,00000	104,06323	4,26073	0,34688
70CAPI	2	2	0,99836	14,97537	92,76719	4,37022	0,30922
70CAPI	3	3	0,99647	14,94702	85,96450	1,28473	0,28655
25CAPI	4	4	0,99587	14,93803	12,55757	0,08908	0,07387
25CAPI	5	5	0,99561	14,93408	24,11419	0,79574	0,14185
25CAPI	6	6	0,99464	14,91963	0,16268	0,00002	0,00096
25CAPI	7	7	0,99464	14,91955	11,51065	0,18096	0,06771
25CAPI	8	8	0,99406	14,91087	1,57242	0,00159	0,00925
	9	9	0,99402	14,91030	0,00000	0,00000	0,00000

Discriminación de Costos Piriapolis 2000 generaciones



Red de Minas

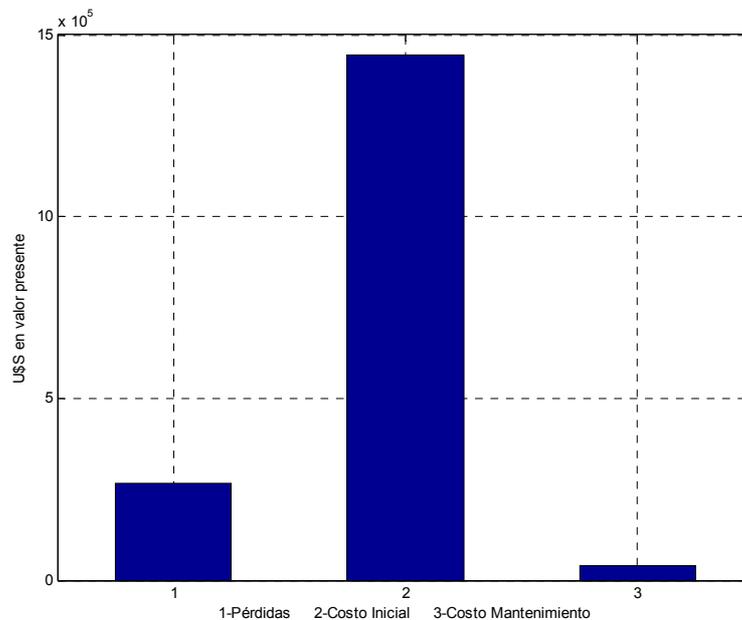
Cables utilizados:

Nombre	R(ohm/km)	X(ohm/km)	Y(ohm(-1)/km)	Corriente Adm	Precio(USD)/(Km)	Precio Inst/(km)	Precio Mant/(km)/año	1Aéreo-0Subterráneo
500XLPE	0,0803	0,1	0	650	58958,65451	72769,7069	300	0
95Cu	0,2036	0,391	0	400	13825,46642	11903,1986	60	1
95AL	0,381	0,391	0	350	10634,97417	10350,6075	60	1
50AL	0,7239	0,3702	0	170	8063,916667	8405,24167	60	1

Minas 10 generaciones

Tensión base en KV = 32.2							
Perdidas en kW = 10.9831							
Potencia Base en MVA = 100							
Red Telescopica							
Costo U\$S =1750056							
Cables de la Rama ---->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
500XLPE	1	1	1,00000	15,00000	104,06323	4,26073	0,34688
95Cu	2	2	0,99836	14,97537	92,76719	4,37022	0,30922
95AL	3	3	0,99647	14,94702	85,96450	1,28473	0,28655
95Cu	4	4	0,99587	14,93803	12,55757	0,08908	0,07387
50AL	5	5	0,99561	14,93408	24,11419	0,79574	0,14185
	6	6	0,99464	14,91963	0,16268	0,00002	0,00096

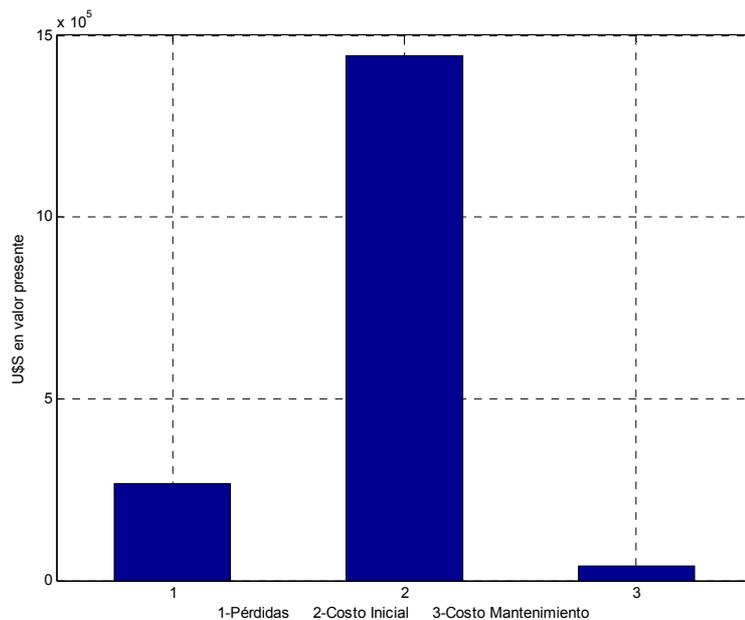
Discriminación de costos Minas 10 generaciones



Minas 100 generaciones

Tensión base en KV = 32.2							
Perdidas en kW = 10.9831							
Potencia Base en MVA = 100							
Red Telescopica							
Costo U\$S =1750056							
Cables de la Rama -->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)	Factor de uso(I/I _{max})
500XLPE	1	1	1,00000	15,00000	104,06323	4,26073	0,34688
95Cu	2	2	0,99836	14,97537	92,76719	4,37022	0,30922
95AL	3	3	0,99647	14,94702	85,96450	1,28473	0,28655
95Cu	4	4	0,99587	14,93803	12,55757	0,08908	0,07387
50AL	5	5	0,99561	14,93408	24,11419	0,79574	0,14185
		6	0,99464	14,91963	0,16268	0,00002	0,00096

Discriminación de Costos minas 100 generaciones



8.5 Conclusiones sobre el AG

Como conclusión general se puede decir que el Algoritmo Genético es una heurística robusta eficiente y relativamente rápida (mil generaciones con cien habitantes demoran aproximadamente entre 4 y 8 minutos, dependiendo de la red y de la computadora en que se corran los programas) para hallar la red mínima en términos económicos, o al menos una aproximación a esta.

Es importante elegir bien los parámetros (probabilidad de mutación, probabilidad de cruzamiento, población inicial, etc.) para que el AG se comporte eficientemente, esto debe hacerse mediante ensayo y error.

Como era de esperarse, la cantidad de generaciones necesarias para converger a una solución, depende del número de soluciones posibles. De todas formas los flujos de carga necesarios son significativamente menores a medida que el tamaño del espacio de soluciones aumenta.

También se puede ver que hay casos en los que el ahorro obtenido respecto a la red original durante el período de estudio es importante y que el costo mayor es el de inversión, debido al alto precio de los conductores.

Capítulo 9. Comparación entre la red actual y la red óptima adaptada

En este capítulo se encontrará la red óptima adaptada para las cinco redes de media tensión con las que se han trabajado.

También se compararán los costos de la red actual de O&M&P con los de la red óptima adaptada, y se evaluará económicamente la posibilidad de sustituir la red actual por la red óptima para cada caso.

9.1 Redes óptimas adaptadas

Los parámetros utilizados para la determinación de la red se muestran en el cuadro 9.1.

largoPob	100
Generaciones	1000
pcross	0,65
Pmut	0,001
Dumax (%)	10
Dumin (%)	7
FP	0,25
Prekwh (USD)	0,07
Tcrec (%)	3,32
T1 (años)	10
T (años)	30
Tint (%)	10
m (%)	0

Cuadro 9.1: Valor de los parámetros

En todos los casos se utilizaron los conductores que se presentan en el cuadro 9.2:

<i>Nombre</i>	<i>R (ohm/km)</i>	<i>X (ohm/km)</i>	<i>Y (ohm⁻¹/km)</i>	<i>Corriente Adm</i>	<i>Precio (USD)/(Km)</i>	<i>Precio Inst/(km)</i>	<i>Precio Mant/(km/año)</i>	<i>IAéreo-0Subterráneo</i>
25AL	1,4477	0,392	0	125	5556,34	5527,48	60	1
35AL	1,0341	0,3815	0	145	7778,88	7738,47	60	1
50AL	0,7239	0,3702	0	170	8063,92	8405,24	60	1
70AL	0,517	0,3569	0	290	9000,05	8597,12	60	1
95AL	0,381	0,391	0	350	10634,97	10350,61	60	1
120AL	0,3016	0,3393	0	400	13433,65	13074,45	60	1
150AL	0,2413	0,3323	0	440	16968,823	16515,1	60	1
16Cu	1,2086	0,406	0	115	4445,07143	4974,731	60	1
95Cu	0,2036	0,391	0	400	13825,4664	11903,2	60	1

185XLPE	0,211	0,096	0	396	21814,7022	33655,99	300	0
240XLPE	0,161	0,093	0	464	28300,1542	43661,82	300	0
500XLPE	0,0803	0,1	0	650	58958,6545	72769,71	300	0
25CAPI	0,884	0,103	0	170	8843,79818	9096,213	300	0
70CAPI	0,305	0,095	0	300	16508,4233	12734,7	300	0
120CAPI	0,175	0,0926	0	390	25470,1388	24256,57	300	0
240CAPI	0,087	0,125	0	580	45280,2467	52394,19	300	0

Cuadro9.2. Cables utilizados para la determinación de la red óptima adaptada

En el cuadro 9.3 se coparan las distintas redes originales con su respectiva red optima adaptada encontrada mediante el programa flux.

N° de ramas	Cardos S5		Cardos S3		Piriápolis		Minas	
	Red Actual	Red adaptada						
1	95AL	95AL	70AL	95Cu	120CAPI	185XLPE	500XLPE	240XLPE
2	95Cu	95Cu	70AL	95Cu	70CAPI	185XLPE	95Cu	95Cu
3	70AL	70AL	70AL	95Cu	120CAPI	185XLPE	95AL	95AL
4	70CAPI	185XLPE	25AL	16Cu	25CAPI	185XLPE	50AL	95Cu
5	70AL	70AL	70AL	95AL	25CAPI	185XLPE	95AL	16Cu
6	70AL	70AL	16Cu	16Cu	240XLPE	185XLPE		
7	25AL	25AL	16Cu	16Cu	25CAPI	185XLPE		
8	16Cu	16Cu	35AL	16Cu	240CAPI	185XLPE		
9	16Cu	16Cu	16Cu	16Cu				
10	25AL	25AL	70AL	95AL				
11	16Cu	16Cu	70AL	70AL				
12	16Cu	16Cu	70AL	95AL				
13	70AL	70AL	70AL	95Cu				
14	16Cu	16Cu	35AL	16Cu				
15	70AL	70AL	35AL	16Cu				
16	70AL	70AL	16Cu	16Cu				
17	16Cu	16Cu	16Cu	16Cu				
18	16Cu	16Cu	70AL	95AL				
19	25AL	25AL	70AL	16Cu				
20	16Cu	16Cu	35AL	25AL				
21	16Cu	16Cu	35AL	16Cu				
22	16Cu	16Cu	16Cu	16Cu				
23	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
24	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
25	16Cu	16Cu	16Cu	16Cu				
26	16Cu	16Cu	35AL	16Cu				
27	16Cu	16Cu	16Cu	16Cu				
28	25AL	25AL	70AL	16Cu				
29	50AL	50AL	35AL	16Cu				
30	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
31	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
32	70AL	70AL	35AL	25AL				
33	16Cu	16Cu	35AL	25AL				
34	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
35	16Cu	16Cu	185XLPE	185XLPE				
36	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
37	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
38	16Cu	16Cu	50AL	16Cu				
39	16Cu	16Cu	70AL	16Cu				
40	25AL	25AL	16Cu	16Cu				
41	16Cu	16Cu	16Cu	16Cu				

42	16Cu	16Cu	70AL	16Cu
43	25AL	25AL	70AL	16Cu
44	16Cu	16Cu	70AL	16Cu
45	16Cu	16Cu	70AL	25AL
46	16Cu	16Cu		
47	16Cu	16Cu		
48	16Cu	16Cu		

Cuadro 9.3: Red actual vs red óptima adaptada

9.2 Estudio comparativo de costos

En este punto se estudia la rentabilidad de efectuar una inversión sobre una red real en funcionamiento, cambiándola por su correspondiente red óptima con el fin de reducir los costos de operación, mantenimiento y pérdidas (O&M&P) durante un período de 30 años.

Para comenzar el análisis se presenta en la gráfica 9.2.1 la comparación de los costos de O&M&P de las redes actuales contra el costo de inversión sumado a los costos de O&M&P de la red óptima.

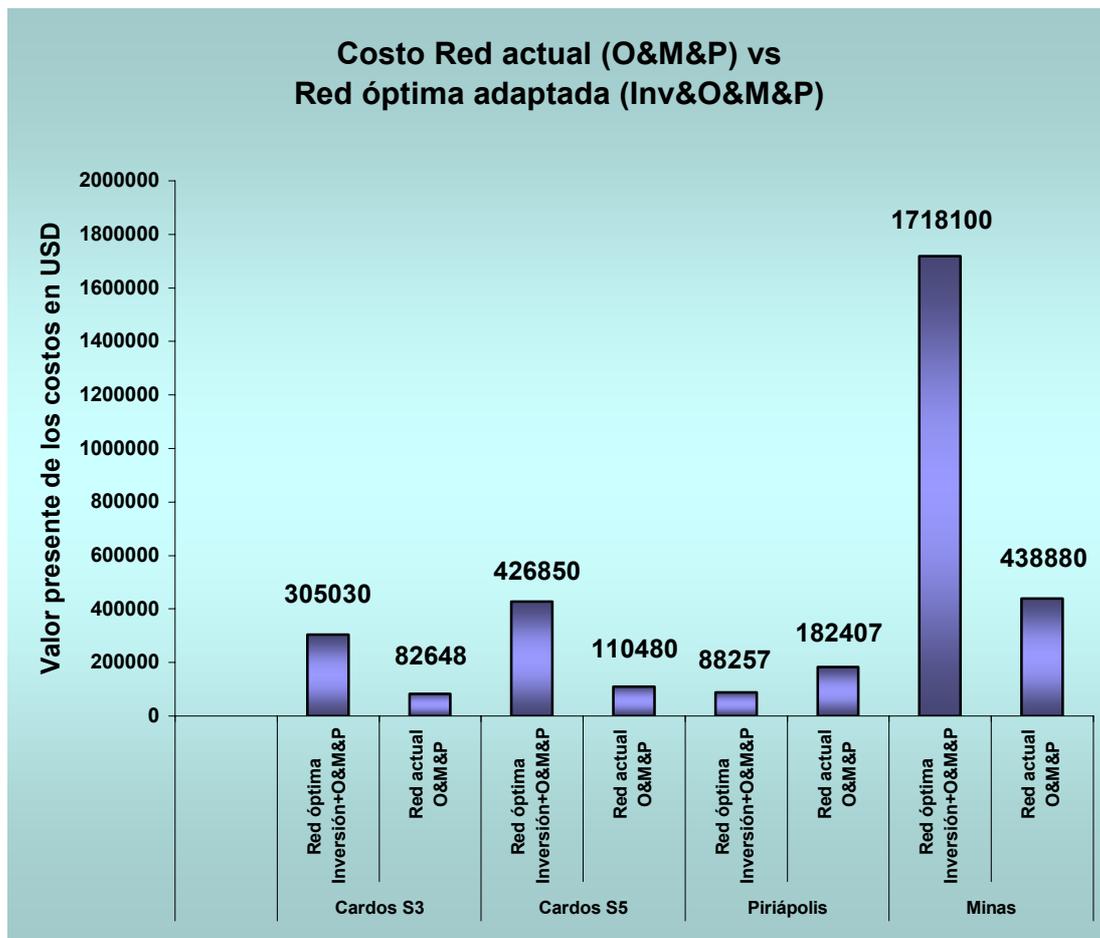


Figura 9.2.1 Costo Red actual (O&M&P) vs Red óptima adaptada (Inv&O&M&P)

Se ve claramente que el cambio propuesto no es conveniente en ningún caso. Esto se debe al alto costo de inversión que demanda la compra de cables. En las figuras siguientes se graficarán los costos de O&M&P tanto para la red original como para la red adaptada. Se verificará incluso que en algunos casos la red óptima tiene mayores pérdidas que la red original a lo largo del período de estudio. Solo en el caso de que la red actual estuviera proyectada pero no construida, la decisión se volcaría por la opción de la red adaptada.

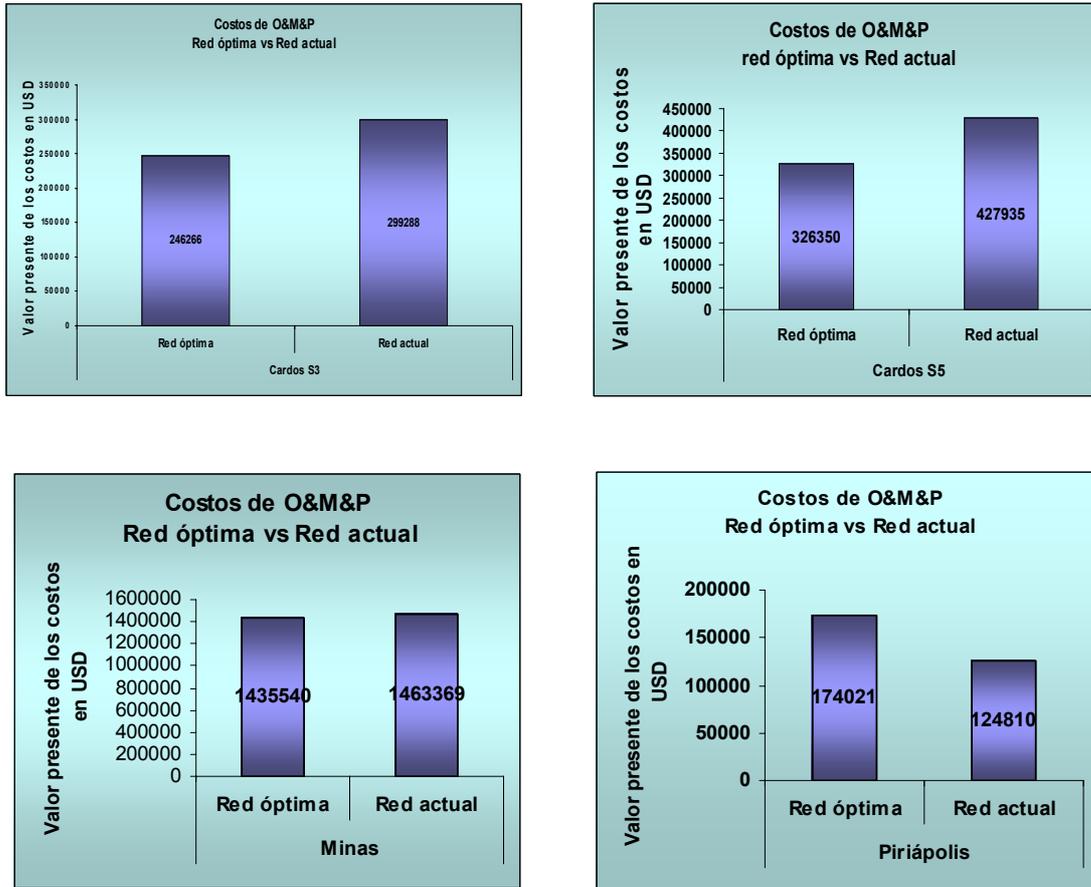
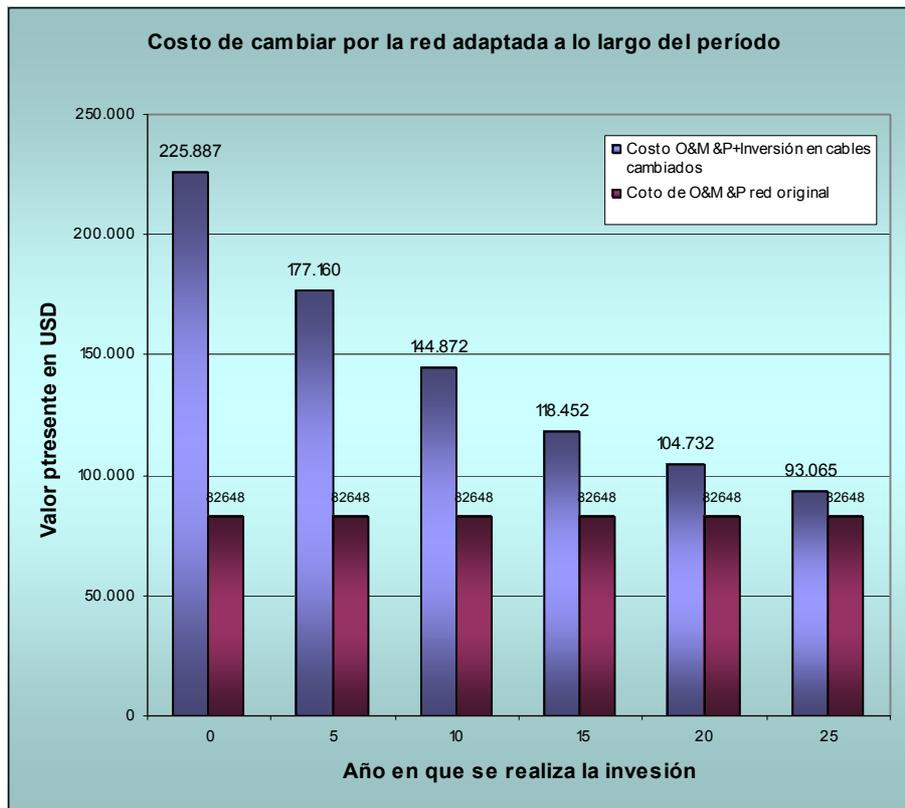


Figura 9.2.2 Comparación de costos O&M&P

Si bien los costos de la red adaptada son muy superiores a los costos de O&M&P de la red original, queda por ver que pasa si se retrasa la inversión en los conductores. Para contestar esta interrogante se realizó la gráfica 9.2.3 la cual compara el costo total de la red para diferentes casos, cada uno de los cuales propone cambiar la red en años diferentes.



Gráfica 9.2.3 Evaluación del retraso en la inversión en conductores

Como se aprecia en la figura 9.2.3, para este caso no es viable la sustitución de la red original por la red óptima en ningún año del período de estudio. Sin embargo se aprecia que la diferencia a favor de no efectuar el cambio va disminuyendo a medida que se posterga por más tiempo el cambio de la red. Como se ha visto en la sección II, el costo de inversión en conductores es el que tiene el mayor peso en el costo de la red al final del período. Como en las hipótesis de este ejemplo la tasa de interés es menor a la tasa de inflación, el costo de inversión disminuye con su postergación y es esto lo que se refleja en la tendencia decreciente de la diferencia entre efectuar la sustitución o no hacerlo.

Sección III

Capítulo 1: Un nuevo concepto en generación “Generación Distribuida”

1.1 Introducción

Si bien la mayoría de los sistemas implementados para distribución de energía eléctrica en el mundo cuentan con una generación centralizada, en los últimos años se ha desarrollado una nueva forma de generar. Esta forma se basa por el contrario en unidades de generación pequeñas (15 a 10.000 Kw.) colocadas estratégicamente a lo largo de la red de distribución o bien en el interior de los predios de los usuarios (ver Figura 1.1). Esta nueva forma se denomina Generación Distribuida (GD).

La figura 1.1 muestra la ubicación de los generadores pequeños en una red radial que contribuyen a la generación distribuida.

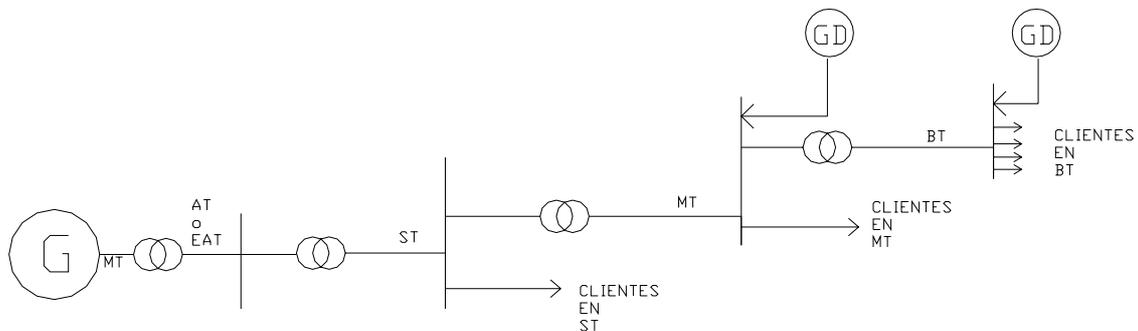


Figura 1.1. Ubicación de la GD en una red que cuenta con generación centralizada

¿Que motivó el desarrollo de esta técnica de generación?

En los últimos tiempos se ha producido un fuerte impulso al desarrollo de distintas tecnologías de generación a pequeña escala, en particular aquellas relacionadas con fuentes renovables (eólica, solar, hidráulica, biomasa) permitiendo generar energía limpia.

Los generadores pequeños no compiten con las grandes unidades de generación eléctrica desde el punto de vista de la eficiencia. Esto se debe a que generadores mas grandes pueden alcanzar eficiencias mas grandes. La ventaja de utilizar generadores pequeños se atribuye a que se pueden instalar más cerca de los usuarios finales ahorrándose los costos asociados a la Inversión mantenimiento y pérdidas que generan la instalación de líneas de transmisión y distribución.

Además de los motivos que antes mencionamos se pueden considerar los siguientes:

- Liberalización de los mercados eléctrico
- Aumento en la calidad del suministro eléctrico
- Evitar o atrasar inversiones en líneas
- Disminución de pérdidas óhmicas
- Protección al medioambiente

1.2 Tecnologías de pequeños generadores.

1.2.1 Motores a base de combustibles fósiles

Esta tecnología es la más usada en la actualidad en la generación a pequeña escala.

Consta con una confiabilidad de servicio muy alta por ser una tecnología más que probada, por su largo tiempo en el mercado sus costos de inversión son bajos comparados con otras tecnologías emergentes.

Son de potencia de generación baja aproximadamente 1 MW.

Esta tecnología tiene algunos problemas. Uno de ellos son sus altos componentes de ruidos, otro es su alto costo de mantenimiento y además tienen emisiones altas de gases oxido de nitrógeno. Estas emisiones se pueden controlar con reducción catalítica selectiva (SCR).

Los combustibles mas usados son gas natural y a base diesel.

1.2.2 Turbinas de gas

Estos generadores se ofrecen en una gran cantidad de tamaños. Los más grandes tienen una capacidad que va desde los 10 000 KVA a los 150 000 KVA, la unidad típica es alrededor de los 70 000 KVA. Los de porte medio tienen una capacidad que va desde los 800 KVA a los 10000 KVA.

Los más pequeños tienen un rango de potencias que va desde los 20 KVA a los 750 KVA. Las usadas para generación de potencia eléctrica en sistemas de distribución son las de gran tamaño. En cambio las unidades de mediano y pequeño tamaño se atizan preferentemente para transporte, desde pequeñas aeronaves hasta vehículos de transporte.

Tienen un costo de mantenimiento inferior a los anteriores y emisiones de más bajas, en contrapartida tienen una eficiencia algo inferior y como la tecnología anterior son ruidosas.

1.2.3 Microturbinas

Se caracterizan por no producir contaminación ambiental. El rango de potencia de generación es inferior a 1MW.

Microturbina hidráulica

Las microcentrales hidráulicas son centrales de baja potencias. Se pueden clasificar según su potencia en:

3.1 *Mini centrales*, potencia mayor a 100 KW y menor a 1 MW

3.2 *Micro centrales* potencia entre 1 KW y 100 KW

3.3 *Hidrocargadores* potencia inferior a un KW genera en corriente continua.

Dependen mucho del flujo de agua en los ríos donde se instalan. En ríos donde el flujo irregular durante el año implica problemas continuidad en el suministro (en ocasiones esta irregularidad se puede compensar con un embalse)

Microturbinas a Gas

Surgieron al desarrollar las turbinas de gas a una escala más pequeña para aplicaciones de transporte. Una de las características técnicas más notables es su velocidad giratoria. Potencias utilizadas 30-200 KW
Producen más bajos niveles de ruido que un motor de potencia comparable. Como contrapartida tienen un alto precio en comparación con los motores de gas.

1.2.4 Celdas de combustible

Se pueden considerar como motores compactos, que utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad. Estas celdas tuvieron un gran desarrollo en el área del transporte pero pueden tener un futuro promisorio en la generación de energía eléctrica. Poseen una eficiencia de conversión comparadas con las tecnologías existentes (35% a un 60%). Con esta eficiencia se limita la emisión de gases que afectan invernadero y como no tienen combustión no hay emisión de otros gases.

Estas celdas pueden funcionar con una alta confiabilidad lo cual las hace ideales para el suministro eléctrico.

1.2.5 Celdas Fotovoltaicas

Son de las tecnologías más usadas en lo que tiene que ver con obtención de energía eléctrica a partir de energía solar. No dependen de un combustible para funcionar ni requieren mantenimiento, en contrapartida tienen un alto costo de inversión. Además de los módulos fotovoltaicos se necesita un inversor que realice la interfase entre la red y el generador.

Las aplicaciones más frecuentes de estas tecnologías es para consumo propio, abastecimiento de hogares donde es menor la inversión en paneles solares que en tendidos de cable para alimentar estos lugares de la red eléctrica.

1.2.6 Energía Eólica

El aprovechamiento de la energía del viento se hace con molinos y viene de muchos años atrás, se utilizaron para el bombeo de agua, molienda de productos agrícolas, etc. Más cercano en el tiempo se comenzó su explotación para la generación de electricidad. Esta tecnología se está aplicando en el mundo entero no solo como generadores distribuidos en la red sino conformando grandes parques de generación que abastecen grandes consumidores.

Capítulo 2 Estudio de la viabilidad de reducir las pérdidas en las líneas por medio de la GD

En este capítulo se comparan los costos de inversión en generadores contra el ahorro que estos producen en los costos de pérdidas. Se consideran costos de inversión para los generadores de USD 1000 por kW de generación. La red de estudio será Cardos S3.

Se eligieron dos nodos para la ubicación de los generadores (ver figura 2.1).

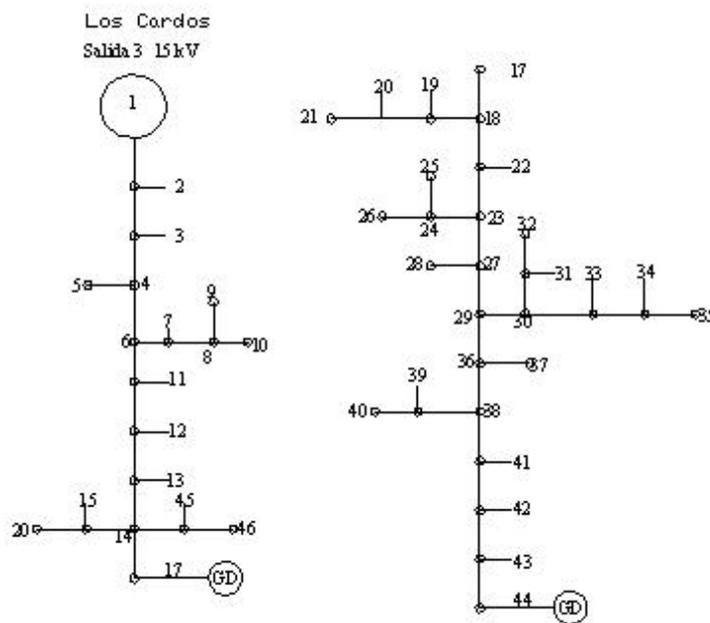


Figura 2.1 Red Cardos S3 con generación distribuida

El primer estudio realizado consiste en invertir en dos generadores idénticos, uno por nodo, de distintas potencias evaluando ahorro en pérdidas respecto de la inversión en GD. La figura 2.2 muestra esta comparación para una tasa de interés de 10% e inflación nula con la curva de potencia demandada con la que se ha venido trabajando.

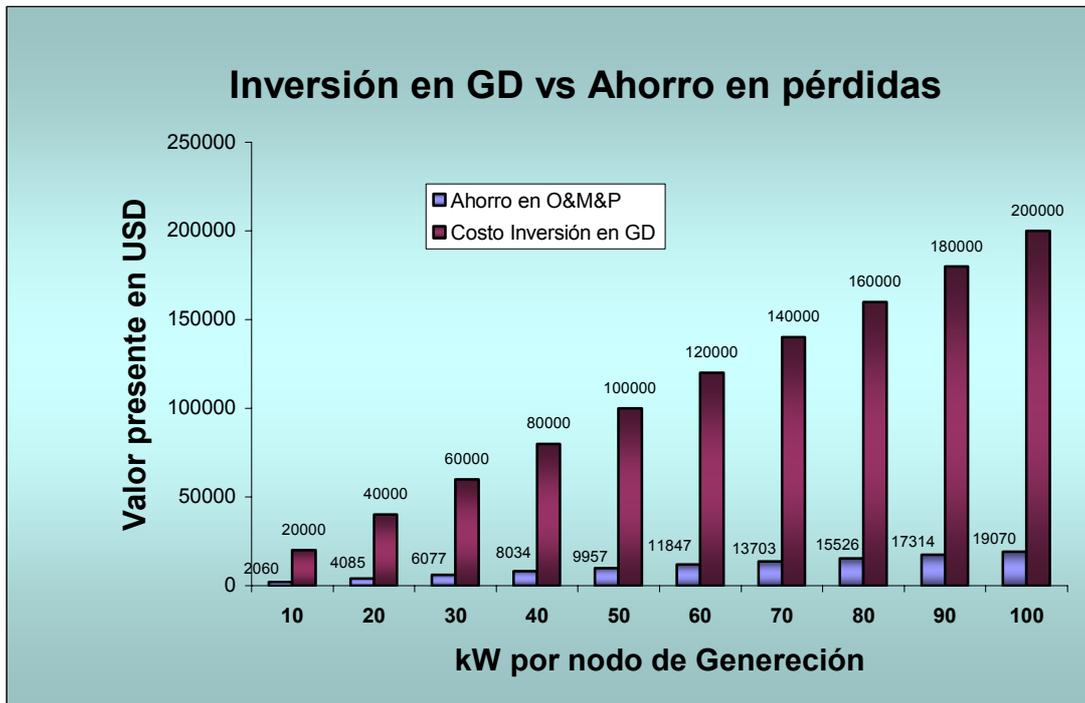


Figura 2.2: Inversión en GD vs Ahorro en pérdidas

Se concluye que en ninguno de los casos se recupera la inversión con el ahorro en pérdidas durante todo el período de estudio (30 años).

Además se estudió el caso en que se instalan 50 kW en cada uno de los nodos antes considerados. El objetivo es encontrar el tiempo necesario en que tienen que funcionar los generadores para recuperar la inversión mediante el ahorro de pérdidas en la red (ver figura 2.3).

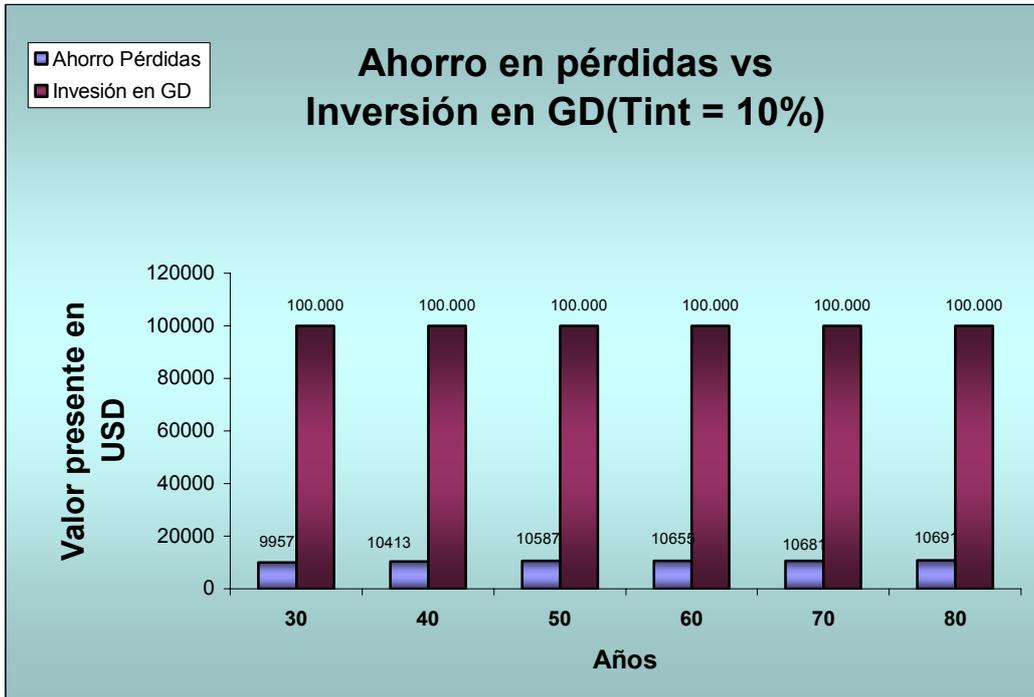


Figura 2.3: Ahorro en pérdidas vs Inversión en GD (Tint = 10%)

Como se puede ver en la gráfica 2.3 el ahorro a lo largo de los 80 años de estudio no alcanza para recuperar la inversión en generadores.

Ahora se repite el estudio pero para una tasa de interés de 2% y tasa de inflación nula.

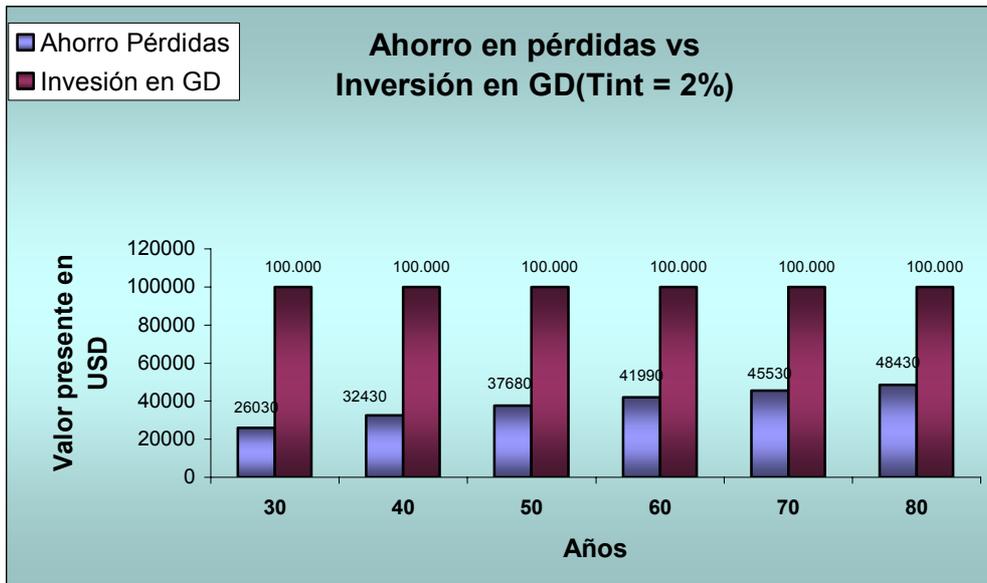


Figura 2.4: Ahorro en pérdidas vs Inversión en GD (Tint = 2%)

Si bien con la nueva tasa de interés el ahorro en pérdidas es mucho más apreciable, tampoco en los 80 años de estudio se recupera la inversión.

Capítulo 3. Posibles soluciones ante un cambio obligado de la red por aumento de la demanda

En este capítulo se fuerza la tasa de crecimiento de la demanda de potencia para la red Cardos S3 con el fin de que en algún año se dejen de cumplir las restricciones y se vuelva inevitable tomar alguna medida paliativa. La restricción de caída tensión máxima admisible que se impondrá será 5%. Se consideró una tasa de crecimiento de la demanda de 8% anual y se verifica que las restricciones de caída de tensión dejan de cumplirse en el año 8, momento en el cual se debe tomar alguna decisión sobre la red. La opción de reemplazar la red actual en su totalidad por la red óptima adaptada no se justifica por los altos costos de inversión en cables que ello involucra.

Para solucionar el problema se proponen dos alternativas:

- Sustitución de algunas ramas convenientes
- Inserción de generadores en los nodos de mayor demanda

En el primer caso se utiliza la propiedad del programa Flux de seleccionar las ramas que se desean mantener fijas durante la iteración y cuales podrán variar a efectos de encontrar la solución óptima. Las ramas que se eligieron para variar fueron: 1, 2, 3, 5, 10, 11, 12, 13, 18. Se puede ver la ubicación de estas ramas en la topología de la red en la figura 2.5.

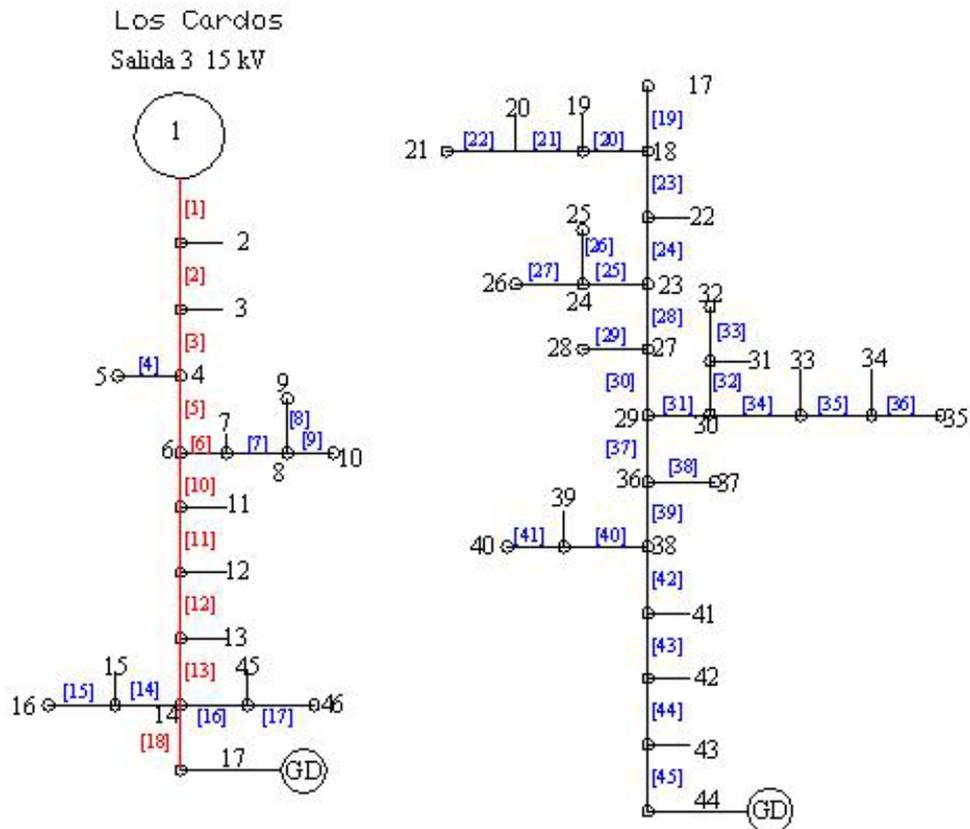


Figura 2.5. Red Cardos S3

En el segundo caso se simula la instalación de dos generadores, ambos de 95kW, uno en el nodo 17 y otro en el 44, ver figura 2.5 La potencia que se decidió instalar es la mínima que verifica las restricciones de máxima caída de tensión.

En la figura 2.6 se comparan los costos de inversión O&M&P de ambas opciones. El estudio se realiza para distintos años de inversión (en cables o generadores).

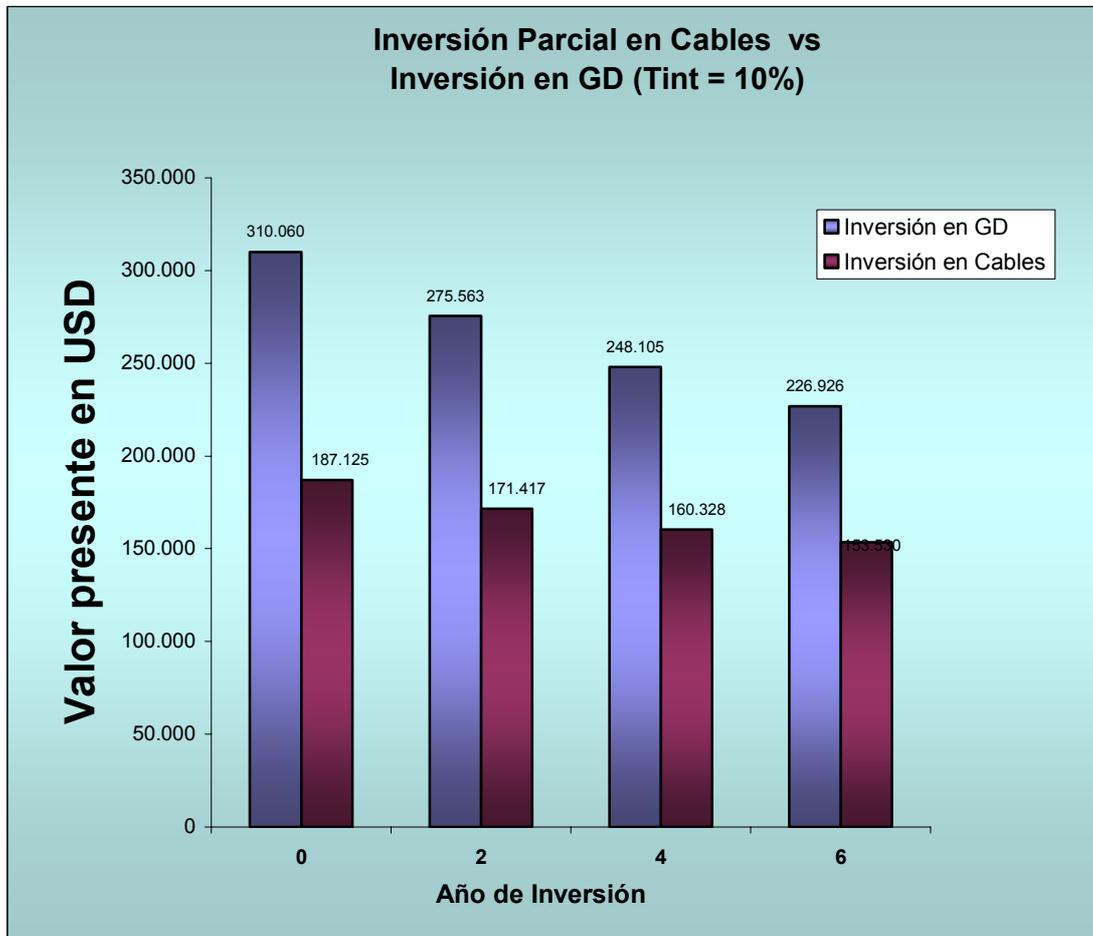


Figura 2.6: Inversión parcial en cables vs Inversión en GD (Tint = 10%)

Se observa que siempre es más barato invertir en cables en cualquiera de los años de inversión. Además siempre es más beneficioso postergar la inversión en cualquiera de las dos opciones.

La figura 2.7 compara las pérdidas generadas en la red en cada caso.

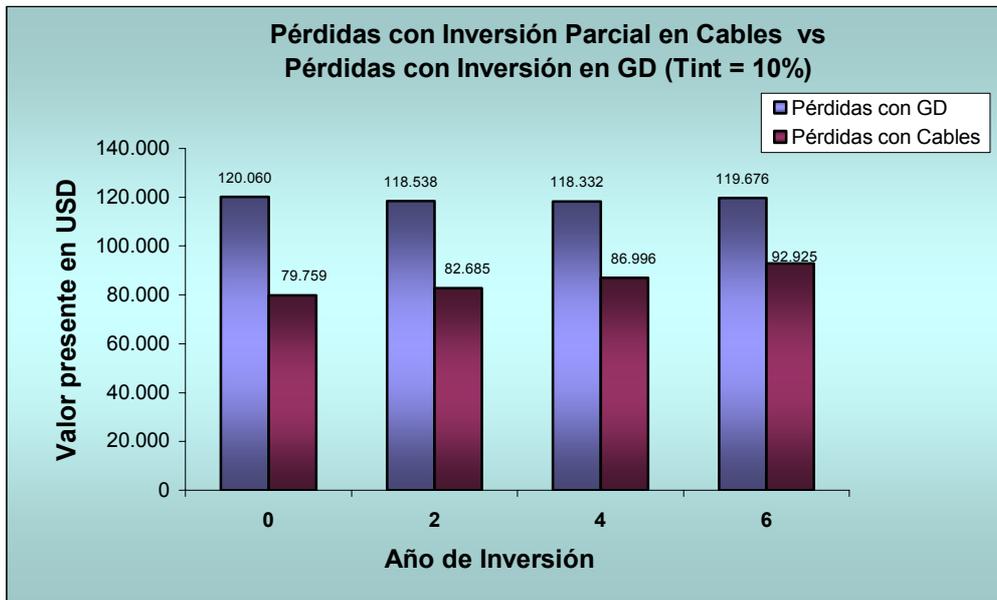


Figura 2.7: Inversión parcial en cables vs Inversión en GD (Tint = 10%)

Como se puede apreciar, tampoco la GD implica un ahorro en pérdidas mayor que el que produce el cambio de cables. No se demostrará en este trabajo pero se debe aumentar bastante más la potencia de generación como para que el ahorro de pérdidas sea comparable al que se obtiene con el cambio de cables. Esto último con el fin de introducir la posibilidad de que sea un inversor ajeno a la empresa distribuidora de energía el que instale los generadores.

Sección IV

Capítulo 1: Utilización del Software FLUX

1.1 Introducción

Matlab es un lenguaje de computación técnico de alto desempeño. Está enfocado para que el planteo y solución de problemas puedan ser expresados en un entorno sencillo y en un lenguaje de notación matemática familiar. Es muy fácil y eficiente para trabajar con expresiones matriciales, instrumento básico en el estudio de las redes de potencia.

Matlab provee una consola de comandos interactiva donde es posible la declaración de variables, utilización de funciones provistas por el programa, ingreso de datos, etc. Esto requiere por supuesto un conocimiento por parte del usuario de los comandos básicos del lenguaje. Para independizarse de esto y además facilitar el uso de las subrutinas creadas para cumplir con los estudios y objetivos de este proyecto, se creó el programa FLUX, una interfaz gráfica amigable y simple de usar que permite al usuario independizarse de la consola de comandos de Matlab. Ver figura 1.1.1.



Figura 1.1.1.Ventana de la interfaz Gráfica

Esta es otra herramienta que hace a Matlab más atractivo aún. El poder desarrollar una interfaz gráfica que ayuda a la utilización del programa y a la interacción con el usuario sin escribir una sola línea de código más que la necesaria para invocar la propia interfaz. Solo es necesario hacer clic con el puntero del mouse sobre cualquiera de los botones para que se ejecuten los programas correspondientes.

1.2 Ingreso de datos

La forma de ingresar los datos es un elemento clave. Es mucha la información que se necesita ingresar para la optimización de una red. Lo primero es la topología de la red, es decir la forma en la que se interconectan los distintos nodos. Luego están las cargas de potencia tanto activa como reactiva. Si hay generadores distribuidos en la red se requieren sus potencias de generación, los tipos de cable y sus parámetros, datos económicos como la tasa de interés e inflación, etc. La idea de ingresar estos parámetros uno por uno no suena bien. Se requiere de algún formato o tipo de archivo en el cual se guarden todas las

variables y características de la red. Aquí nos encontramos con otra característica de Matlab, su versatilidad para interactuar con otros programas. Mediante los comandos *xlsread* y *xlswrite* es posible leer y escribir respectivamente desde y en un archivo de Microsoft Excel. Excel es una herramienta bien conocida, muy utilizada, fácil de usar y muy conveniente para nuestros propósitos.

El formato de los datos adoptado consiste en la utilización de un archivo Excel con cinco hojas con los siguientes nombres: *Red*, *Cables*, *SoluciónAG*, *SolucionFR* y *FP*; que deben ser respetados para una correcta lectura de los datos por parte de Matlab.

En la hoja *Red*, se ingresan todos los datos concernientes a la topología, potencias de carga y generación, tipo de cable actual de la red, potencia y tensión base, etc. La figura 1.2.1 muestra un ejemplo de encabezado.

Rama	Nini	Nfin	Conductor	Largo(Km)	PL (KW)	QL (KVar)	PG (KW)	QG (KVAR)
1	1	2	70AI	0,386	16,59	7,07	0	0
2	2	3	70AI	1,229	0,06	0,03	0	0
3	3	4	70AI	0,327	0,00	0,00	10	8
4	4	5	25AL	0,314	1,07	0,46	0	0
5	4	6	70AL	0,702	0,00	0,00	0	0

Factor mant	Factor Inst	1Aéreo-0Subterráneo	Ubase (KV)	Sbase(MVA)	1 Variables-0 Fijas
1	1	1	32,5	100	1
1,2	1,3	0			1
1	1	1			1
1,6	2	0			1
1	1	1			1

Figura 1.2.1.Formato de la hoja red

Recorriendo una fila cualquiera, la columna 1 corresponde al número de rama. Las columnas 2 y 3 indican el número de nodo inicial y final de la rama correspondiente. La columna 4 contiene el nombre del tipo de cable de esa rama. En la siguiente columna se encuentra el largo de la rama en *km*. Las columnas 6 a 9 indican las potencias de carga y generación en ese orden que corresponden al nodo final de la rama en cuestión. Las columnas 10 y 11 se utilizan para ingresar factores de instalación y mantenimiento

respectivamente. Cada cable tiene su propio costo de instalación y mantenimiento inherente al tipo de aislamiento o tipo de conductor y largo del mismo, ya sea si es de aluminio o cobre o simplemente por la cantidad de hilos con que está construido. Pero además de estas condicionantes existe la posibilidad de que estos costos se vean alterados por condiciones o características ambientales propias del lugar de instalación. Por ejemplo el caso líneas ubicadas en lugares con alto índice de contaminación o cerca del mar, donde el depósito de suciedad o salitre en aisladores puede implicar intervalos de mantenimiento menos espaciados. O en el caso de instalaciones en cable desnudo de muchos hilos, ubicadas en zonas arboladas donde ramas o cáscaras caen sobre las líneas provocando cortocircuitos en los que a pesar de su corta duración a veces se pueden llegar a perjudicar algunos de los hilos exteriores del conductor. Estos ejemplos implican alteraciones en los costos, que son las que se intentan contemplar con estos factores.

La columna 12 indica si la rama es aérea con un 1 o subterránea con un 0. En las columnas 13 y 14 y solo en su primera fila se guardan la tensión y la potencia base que usará el programa. Por último, en la columna 15 se pueden indicar las columnas que se desean queden fijas durante toda la iteración.

En la hoja *cables* se ingresan los datos de todos los tipos de cable distintos con los que está construida la red. La figura 1.2.2 un ejemplo de encabezado.

Nombre	R(ohm/km)	X(ohm/km)	Y(ohm(-1)/km)	Corriente Adm	Precio(USD)/(Km)
25AL	1,4477	0,392	0	125	5556,34
35AL	1,0341	0,3815	0	145	7778,88
50AL	0,7239	0,3702	0	170	8063,92
70AL	0,517	0,3569	0	290	9000,05
16Cu	1,2086	0,406	0	115	4445,07
185XLPE	0,211	0,096	0	396	21814,70

Precio Inst/(km)	Precio Mant/(km)/año	1Aéreo-0Subterráneo
5527,48	60	1
7738,47	60	1
8405,24	60	1
8597,12	60	1
4974,73	60	1
33655,99	300	0

Figura 1.2.2Formato de la hoja cables.

La columna 1 guarda el nombre del cable. En la columna 2, 3, y 4 se guardan los valores de resistencia, reactancia (en Ω / km) y susceptancia (en Ω^{-1} / km) del modelo Π de la línea. La columna 5 indica la máxima corriente admisible del cable en *Ampere*. Las columnas 6, 7 y 8 guardan los precios del cable, de su instalación y el de mantenimiento por cada *km* de tendido. Si los datos de precios con los que se cuenta ya tienen incluido estos tres precios o por ejemplo el precio del cable y el de instalación vienen juntos se puede elegir cualquiera columna para guardar el dato y dejar las restantes en 0.

La columna 9 indica si el cable es subterráneo con un 0 o aéreo con un 1.

La hoja *FP* se utiliza para guardar los datos de demanda según su discriminación horaria y por estaciones del año. Por más detalles de cómo llenar esta tabla ver el capítulo 2.7 de la sección II.

Las hojas SoluciónFR y SoluciónAG son utilizadas por el programa para guardar las soluciones del algoritmo genético y las de los flujos de carga. Se explicarán en detalle en las siguientes secciones.

1.3 Como cargar una red

Una vez creado el archivo Excel con los datos detallados en la sección anterior, hay que ingresar esa información a Matlab. Esto se hace mediante la función loaddatos. Este programa se encarga de leer desde Excel y traducir a un formato manejable por Matlab los datos de la red. Aquí se crean las matrices A y B, se convierten los datos en p.u., y se crean la mayoría de los vectores y matrices necesarios para el funcionamiento de Flux. Para invocarla solo hay que hacer clic con el botón izquierdo del mouse sobre el botón de Flux “Elegir Red”. Luego de esta acción se abre una ventana en donde buscar la carpeta y el archivo Excel correspondiente a la red con la que se desee trabajar y se hace clic en “Abrir”. Ver figura 1.3.1. Ahora la red se encuentra cargada en memoria y lista para estudiar.



Figura 1.3.1 Ventana desplegada por el programa para seleccionar la red de trabajo

1.4 Como correr un simple Flujo de Cargas

Luego de elegir una red se está en condiciones de poder correr un flujo de cargas. Esto se hace mediante el programa flujoradial que puede ser invocado con el botón “Correr Flujo” de la interfaz gráfica de Flux. Se pueden elegir tanto una tasa de crecimiento de la demanda de potencia anual como un tiempo de crecimiento en años para correr un flujo de cargas con una potencia de demanda mayor a la inicial en cada nodo (ver figura 1.4.2). La solución se imprime en el mismo archivo Excel elegido, en la hoja SolucionFR. El formato de la solución se puede ver en la figura 1.4.1.

Nº. de Iteraciones = 3								
Tiempo de iteración en seg. = 0.01								
Tensión base en KV = 32.2								
Potencia Base en MVA = 100								
Perdidas en kW = 6.4871								
Red no Telescopica								
Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	FASE(gra)	RAMA	CORR(A)	FASE(gra)	LOSS_P(kW)	LOSS_Q(kVAR)
1	1,00000	32,20000	0,00000	1	30,66923	-23,12598	0,56313	0,38874
2	0,99961	32,18738	-0,00457	2	30,34578	-23,12649	1,75534	1,21176
3	0,99837	32,14761	-0,01898	3	30,34461	-23,12649	0,46701	0,32239
4	0,99804	32,13703	-0,02283	4	0,02089	-23,09674	0,00000	0,00000
5	0,99804	32,13701	-0,02282	5	30,32371	-23,12651	1,00118	0,69115
Factor de uso (I/Imax)		Ramas no telescopicas						
0,06134		4						
0,06069		8						
0,06069		14						
0,00004		20						
0,06065		26						

Figura 1.4.1.Formato de hoja *soluciónFR*

El encabezado de la solución muestra el número de iteraciones en que convergió el flujo de cargas, el tiempo de iteración, la tensión base de la red en kV, la potencia base en MVA, las pérdidas totales de la red en kW e indica si la red es telescópica. En el resto de las filas, la primera columna indica el nodo al que corresponden las propiedades de las siguientes columnas. Entonces la segunda columna indica la magnitud de la tensión en *p.u.* del nodo correspondiente, la tercera indica la magnitud de la tensión en kV y la cuarta indica la fase.

La columna 5 indica la rama a la que corresponden las propiedades de las siguientes filas. Así, las columnas 6 y 7 contienen el módulo (en Ampere) y la fase respectivamente de la corriente por la rama correspondiente. Las columnas 8 y 9 contienen las pérdidas de potencia activa y reactiva de la rama. La columna 10 muestra el cociente entre la corriente por la rama y la máxima corriente admisible por el cable correspondiente. Por último, la columna 11 muestra las ramas que tienen un cable de mayor sección que su similar aguas arriba. Vale aclarar que no se discrimina entre cables de cobre y aluminio.



Figura 1.4.2. Ejemplo de selección de tasa de crecimiento (5.6 %) y cantidad de años de crecimiento (12 años) para correr un flujo de cargas

1.5 Como encontrar la Red Adaptada

Para encontrar la red adaptada en los años de interés se utiliza el programa Algor. Para ejecutarlo se debe hacer clic con el botón izquierdo del mouse sobre el botón “Algoritmo Genético” de la interfaz gráfica de Flux. Sin embargo, para obtener buenos resultados hay que inicializar correctamente varios parámetros de interés. Estos son los que se encuentran disponibles para modificar en la interfaz gráfica de Flux.

Los primeros cuatro son los que afectan directamente al algoritmo genético. Ellos son: la cantidad de generaciones, la cantidad de habitantes de cada generación, la probabilidad de mutación y la probabilidad de cruzamientos. Por defecto estos valores son; 1000 generaciones, 100 habitantes, 65% de probabilidad de cruzamiento y 0.1% de probabilidad de mutar. No olvidar que solo se muta si primero se realizó un cruzamiento.

Estos valores de probabilidad de cruzamiento y mutación están bastante estandarizados en dentro de los Algoritmos Genéticos sin importar mucho el problema que se esté tratando. Sin embargo, la cantidad de generaciones y la cantidad de habitante por generación son parámetros que si dependen del problema y en este caso de la red de trabajo. Cuanto mayor sea la cantidad de ramas o la cantidad de cables disponibles mucho mayor será el tamaño del espacio de soluciones y se necesitarán más generaciones y más habitantes como para darle tiempo al algoritmo de recorrer más espacio.

Otros parámetros disponibles son la restricción de los apartamientos permitidos de la tensión de cada nodo respecto de la tensión nominal de la red; DU_{max} y DU_{min} medidos en porcentaje. Otro es el factor de pérdidas que además se puede calcular a partir del botón FP si los datos correspondientes fueron ingresados previamente en la hoja FP del archivo que contiene la red. Este dato se debe actualizar manualmente luego de calcular el factor mediante ese botón. Lugo están los datos de precio del kWh en dólares, la tasa de crecimiento anual T_{rec} de la demanda en porcentaje, el tiempo T_s medido en años en que crece la demanda a dicha tasa anterior, el tiempo T que son los años que dura el estudio completo, y por último la tasa de interés T_{int} y la inflación m ambas en porcentaje.

Luego de establecer correctamente estos parámetros, se está en condiciones de correr el Algoritmo Genético. El resultado se guarda en la hoja *SoluciónAG* del archivo Excel correspondiente a la red. Ver figura 1.5.1.

Tensión base en KV = 32.2						
Perdidas en kW = 15.2224						
Potencia Base en MVA = 100						
Red no Telescopica						
Costo U\$S =230828						

Cables de la Rama --->	Ramas	Nodo	Mag(p.u)	Mag(KV)	CORR(A)	LOSS_P(kW)
16Cu	1	1	1,000000	32,2000	30,8180	1,3292
16Cu	2	2	0,999187	32,1738	30,4944	4,1438
16Cu	3	3	0,996624	32,0913	30,4932	1,1024
16Cu	4	4	0,995942	32,0693	0,0209	0,0000
16Cu	5	5	0,995942	32,0693	30,4723	2,3635

Factor de uso(I/Imax)	Ramas no telescopicas
0,2680	35
0,2652	0
0,2652	0
0,0002	0
0,2650	0

Figura 1.5.1.Formato de la hoja soluciónAG

El encabezado de la solución muestra la tensión base de la red en kV, la potencia base en MVA, las pérdidas totales de la red en kW el costo de la red en los T años e indica si la red es telescópica. En el resto de las filas, la primera columna indica el tipo de cable que resultó en la rama que indica la segunda columna. La columna 3 se usa como separación. La columna 4 y 5 indican el nodo y la tensión en pu de dicho nodo respectivamente. La columna 6 indica la magnitud de la tensión en kV. La columna 7 contiene el módulo (en Ampere) de la corriente y la columnas 8 contiene las pérdidas de potencia activa de cada rama. La columna 9 muestra el cociente entre la corriente por la rama y la máxima corriente admisible por el cable correspondiente. Por último, la columna 10 muestra las ramas que tienen un cable mayor sección que su similar aguas arriba. Vale aclarar que no se discrimina entre cables de cobre y aluminio.

Bibliografía:

Libros:

- [L1] “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia” William D. Stevenson, Jr.
- [L2] “Distributed Power Generation”, H. Lee Willis, Walter G. Scott
- [L3] “Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning” David E. Goldberg
- [L4] “An Introduction to Genetic Algorithms” Melanie Mitchell

Publicaciones:

- [P1] “Method for load flow Solution of radial Distribution Network”, S.Ghosh and D.Das. IEE Proc.-Gener.Transm., Vol.146, No.6, November 1999.
- [P2] “Method for determining the low voltage adapted network”, J Mario Vignolo y Alfredo Piria. IEEE/PES T&D 2004 – Latin America
- [P3] Trabajo de isi sobre cuadripolos

Internet:

- [I1] facultad de Chile: “Flujo de potencia trifásico para sistemas de distribución”, Montesinos

Apuntes:

- [A1] Curso de subestaciones de MT, Ing. Tomás Dilavello
- [A2] Curso de transporte de energía, Ings. Rafael Hirsch, Isi Haim
- [A3] Curso de redes eléctricas, Ings. Isi Haim, Mario Vignolo
- [A4] Curso de instalaciones eléctricas
- [A5] Curso de Estabilidad de Sistemas de Potencia