

Pontificia Universidad Católica de Chile
Escuela de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

FLUJO DE POTENCIA TRIFASICO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Cristián Marcelo Muñoz Montecinos

Memoria presentada a la comisión integrada por los profesores:

Hugh Rudnick V.D.W. (Profesor Guía)

Julián Bustos O.

Esteban Vuchetich de Cheney Ch.

Miguel Ríos O.

para completar las exigencias del título de Ingeniero Civil Electricista.

Santiago de Chile, Junio de 1989.

**ESTA ES UNA VERSIÓN INCOMPLETA, FALTAN ALGUNAS FIGURAS Y
TABLAS**

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar y de manera muy especial deseo agradecer a mi profesor guía Dr. Hugh Rudnick por su gran disponibilidad ante cualquier consulta, su muy profesional evaluación y las valiosas facilidades otorgadas durante la realización de este trabajo. Deseo también expresar mis más sinceros agradecimientos al Dr. Julián Bustos por su permanente ayuda, excelente pedagogía y certeros consejos, factores que fueron de gran ayuda para el buen término de este trabajo. También deseo agradecer la gentileza y buena disposición del Sr. Esteban Vuchetich, que facilitó los datos del sistema de la Compañía General de Electricidad Industrial (CGEI) sobre el cual se realizó uno de los estudios que presenta este trabajo.

Se agradece el apoyo de la Dirección de Investigación de la Universidad Católica (Proyecto DIUC 1/87), Fondecyt (Proyecto 89-0535) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (Proyecto CHI/87/030).

INDICE GENERAL

	Pág.
Dedicatoria	ii
PREFACIO	iii
INDICE DE TABLAS	viii
INDICE DE FIGURAS	ix
RESUMEN	xi
CAPITULOS	
CAP. I : ESTUDIOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION	1
1.1 Introducción	1
1.2 Característica de los Sistemas de Distribución	3
1.3 Necesidad de un modelo más exacto	7
1.4 Elección del método	10
1.4.1 Métodos tradicionales de flujo de potencia	11
1.4.2 Métodos de flujo de potencia radial	13
CAP. II : MODELOS EN DISTRIBUCION	17
2.1 Resumen	17
2.2 Modelos de carga 18	
2.2.1 Ventanas de carga	19

2.2.2	Modelos polinomiales de carga	23
2.3	Modelo de líneas y cables	25
2.4	Modelo de transformadores	28
2.5	Modelo del condensador shunt	30
CAP. III	: FLUJO DE POTENCIA TRIFASICO APLICADO EN AUTOMATIZACION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION	32
3.1	Introducción	32
3.2	Filosofía de la automatización en distribución	34
3.3	Jerarquías y funciones de la automatización	36
3.3.1	Funciones de automatización en la subestación	38
3.3.2	Funciones de automatización en el alimentador	39
3.3.3	Funciones de automatización a nivel de usuario	40
3.3.4	Sistema de comunicaciones	42
3.4	Lazo de control de un sistema automatizado	43
3.5	Beneficios potenciales de la automatización	46
CAP. IV	: DESCRIPCION DEL METODO SUMA DE POTENCIAS Y DEL ALGORITMO COMPUTACIONAL	48
4.1	Resumen	48
4.2	Filosofía y ecuaciones del método Suma de Potencias	48
4.2.1	Cálculo de las potencias nodales	49
4.2.2	Cálculo de los voltajes nodales	52
4.2.2.1	Ecuación para el módulo del voltaje	54
4.2.2.2	Ecuación para el ángulo del voltaje	57

4.3	Programa computacional de flujo de potencia trifásico	57
4.3.1	Generalidades	57
4.3.2	Justificación del PASCAL	58
4.3.3	Descripción del algoritmo	60
4.3.3.1	Ingreso de parámetros, datos topológicos y cargas	60
4.3.3.2	Proceso iterativo	62
4.3.3.3	Impresión de resultados	65
4.3.4	Numeración de los nudos de la red	66
CAP. V	: APLICACIONES A SISTEMAS REALES DE DISTRIBUCION E INFORMACION COMPUTACIONAL	68
5.1	Resumen	68
5.2	Sistema CONAFE	69
5.2.1	Análisis de los resultados	71
5.2.2	Conclusiones	73
5.3	Sistema CGEI	75
5.3.1	Análisis del caso base	78
5.3.1.1	Principales supuestos	78
5.3.1.2	Resultados de voltaje	79
5.3.1.3	Resultados de pérdidas de potencia	82
5.3.2	Otros estudios	84
5.3.2.1	Variación de las pérdidas de potencia con el nivel de carga	85
5.3.2.2	Localización de bancos de condensadores	87

5.3.3	Conclusiones y comentarios	89
5.4	Información computacional	92
5.4.1	Requerimientos de memoria	93
5.4.2	Características de convergencia y tiempos de CPU	94
CAP. VI	: CONCLUSIONES GENERALES Y COMENTARIOS	98
6.1	Introducción	98
6.2	Conclusiones	99
6.3	Futuras mejoras	102
 ANEXOS		
ANEXO A: CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE LINEA		104
ANEXO B: RUTINAS Y FORMATOS DEL PROGRAMA		109
ANEXO C: LISTADOS COMPUTACIONALES		125
 BIBLIOGRAFIA		
		155

INDICE DE TABLAS

TABLA		Pág.
II-1	Ventanas de carga típicas.	22
II-2	Modelos de carga y pérdidas en el núcleo de	24
	los transformadores de distribución.	
V-1	Potencias totales	73
V-2	Pérdidas totales y porcentajes	73
V-3	Máximas caídas de tensión con sus respectivos	80
	ángulos.	
V-4	Potencias y pérdidas totales	82
V-5	Desglose de las pérdidas	83
V-6	Porcentajes que representan las pérdidas	84
V-7	Requerimientos de memoria	93
V-8	Número de iteraciones y tiempo de CPU	95
B-1	Formato del archivo de entrada	115
B-2	Códigos de líneas y transformadores	117
B-3	Códigos de carga	118

INDICE DE FIGURAS

FIGURA		Pág.
1.1	Red de distribución típica	5
2.1	Ventana de carga típica	20
2.2	Ventana de carga en las tres fases	21
2.3	Modelo de rama trifásica	26
2.4	Modelo de rama bifásica	26
2.5	Modelo de rama monofásica	26
2.6	Modelo de transformador por fase	29
2.7	Modelo de transformador trifásico	30
3.1	Lazo de control de un sistema de distribución	35
3.2	Esquema de las jerarquías de la automatización en distribución	37
3.3	Lazo de control de un sistema automatizado	44
3.4	Estructura de un sistema automatizado	46
4.1	Esquema de un nudo típico	50
4.2	Diagrama de flujo	63
4.3	Numeración de los nudos en una red radial	67
5.1	Diagrama del sistema CONAFE	70
5.2	Diagrama del sistema CGEI	76
5.3	Perfiles de tensión	81
5.4	Pérdidas activas vs nivel de carga	86
5.5	Pérdidas reactivas vs nivel de carga	86

5.6	Pérdidas activas vs nivel de carga	88
5.7	Perfiles de voltaje	89
5.8	Iteraciones vs factor de carga	96
5.9	Tiempos de CPU vs factor de carga	97
A.1	Esquema de una línea trifásica	105

A mis Padres y Abuelos

CAPITULO I

ESTUDIOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.1 INTRODUCCION

El estudio más frecuente en un sistema eléctrico, ya sea éste de transmisión o distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente (estado cuasiestacionario). En estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras de la red; flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas; pérdidas en los transformadores, etc.

Estudios de este tipo son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación económica, regulación de tensión, etc), como en la planificación de nuevos sistemas (verificar el comportamiento de los elementos en las distintas alternativas, compensación shunt, derivaciones de los transformadores, etc).

Con la intención de hacer menos onerosos y cada vez más rápidos estos estudios se han desarrollado eficientes algoritmos computacionales de flujo de potencia. En efecto, en las últimas décadas y aprovechando la gran disponibilidad de recursos computacionales se ha perfeccionado cada vez más la simulación de los sistemas eléctricos mediante técnicas numéricas. Los últimos desarrollos en este sentido apuntan a hacer cada vez más rápidos estos algoritmos, optimizando el tiempo de CPU y el uso de memoria. Estos algoritmos están basados fundamentalmente en los siguientes métodos: Gauss-Seidel indirecto (matriz admitancia de nudos), Gauss-Seidel directo (matriz impedancia de nudos), Newton-Raphson completo y versiones desacopladas (desacoplado y desacoplado rápido). Sin embargo, estos algoritmos han sido diseñados pensando exclusivamente en sistemas de transmisión, por lo que en su modelación están implícitas sus características básicas: desequilibrios despreciables, transposiciones, alto valor de la razón X/R y susceptancias capacitivas apreciables en las líneas, etc. Este hecho hace que la aplicación de estos algoritmos en sistemas de distribución no de buenos resultados y muchas veces difícilmente se obtiene convergencia. Por esta causa las compañías distribuidoras apelan frecuentemente a métodos de análisis simplificados que

satisfacen limitadamente sus requerimientos de corto plazo; costumbre muy utilizada hoy en día por estas empresas es ubicar la compensación reactiva, y con ello mejorar el perfil de tensión basado sólo en consideraciones prácticas. La simplicidad de estos estudios sólo permite conocer valores globales de pérdidas y caídas de tensión y no es posible obtener un mayor desglose dentro del sistema. Es por esto que las decisiones basadas en estos estudios pueden alejarse del óptimo provocando malos servicios y mayores costos a la empresa.

La creciente necesidad de las empresas de estudios más acabados motiva el desarrollo de algoritmos especializados de análisis para sistemas de distribución, que contemplen todas las características que los distinguen del resto de los sistemas.

En este trabajo se presenta un programa de flujo de potencia trifásico orientado a satisfacer las necesidades anteriormente expuestas.

1.2 CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que los diferencian de las de transmisión. Entre éstas se distinguen:

- topologías radiales
- múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc)
- cargas de distinta naturaleza
- líneas de resistencia comparables a la reactancia y
- líneas sin transposiciones.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia nace sólo de un nudo. Este nudo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red (fig. 1.1). En la subestación se reduce el voltaje del nivel de alta tensión (A.T.), al de media tensión (M.T.). Comúnmente se utiliza para el control de tensión en el lado de M.T. un transformador con cambiador de derivaciones o en su defecto un banco de condensadores. El cambiador automático de derivaciones en transformadores de poder AT/MT de sistemas de distribución permite efectuar el cambio de derivaciones con carga conectada (Load Tap Changer, LTC, o Cambiador de Derivaciones Bajo Carga, CDBC). Dependiendo del fabricante el CDBC se encuentra en el lado de A.T. o

en el lado de M.T. del transformador. La tensión en barras de M.T. de la subestación oscila normalmente entre 1 y 1.5 en p.u, por efecto del compensador por caída de línea que posee el sistema de control de CDBC. En las horas de punta fluye mayor corriente por las líneas lo que provoca una mayor caída de tensión en las mismas. Este problema se atenúa en parte con el compensador de caída de línea que eleva la tensión en barras de la subestación de poder en las horas de punta.

La distribución se hace luego en el nivel de media tensión (M.T.) o en baja tensión (B.T.). Los clientes residenciales o comerciales se alimentan en B.T.. Los clientes industriales se alimentan en M.T. o en B.T, según los requerimientos particulares de cada uno de ellos.

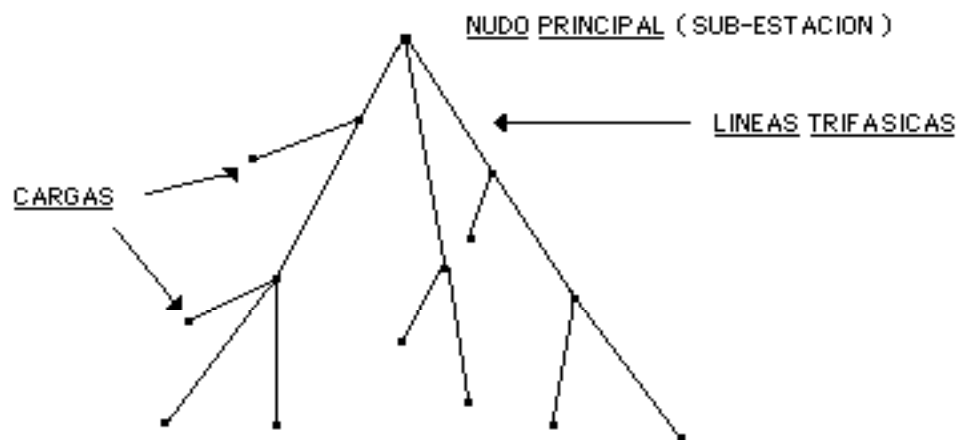


Fig. 1.1 Red de distribución típica.

En estos sistemas se pueden encontrar muchos tipos de conexiones: trifásicas, bifásicas o monofásicas. Si bien es cierto en M.T. predominan las redes trifásicas es frecuente encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales. Sin embargo, es en B.T. en donde se encuentran las más variadas conexiones, consecuencia de una mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásicas. Los desequilibrios que se generan en B.T. tratan de amortiguarse repartiendo equitativamente las cargas en las tres fases.

Otro aspecto que llama la atención en distribución es la presencia de cargas de distinta naturaleza. En efecto, los tipos de carga que comunmente se

encuentran son: residenciales, comerciales, industriales y agro-industriales (estas últimas muy típicas en zonas rurales). Cada una de estos tipos se caracteriza por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de tensión, y temperatura.

Contrariamente a lo que sucede en sistemas de transmisión, en distribución la resistencia de las líneas es comparable a su reactancia. Generalmente la razón X/R tiene un amplio rango de variación, pudiendo llegar a ser bastante menor que uno.

Finalmente, en distribución no existen transposiciones. La causa es que aquí las líneas son cortas (menos de 50 km). Esto motiva que las caídas de tensión debido a los acoplamientos entre las fases sean desequilibradas. Por esta causa, la más exacta modelación de las líneas es a través de una matriz simétrica llena de 3×3 .

Por otra parte, la naturaleza desbalanceada de impedancias y cargas de estos sistemas no hace atractiva la transformación a componentes simétricas [4]. En efecto, la imposibilidad de desacoplar y modelar el sistema como una red de una secuencia, hace más complejo el análisis de flujo de potencia. En [6] se muestra un peculiar modo de tratar los efectos mutuos. En éste la línea trifásica se reduce a un sistema de cuatro conductores, suponiendo retornos por tierra, en donde los efectos mutuos han sido incorporados a las admitancias propias de la línea. Con este modelo reducido se obtienen cuatro líneas independientes entre sí. El problema de este método son las muchas aproximaciones que se deben hacer para llegar al modelo reducido, además de tratar los consumos como admitancias en vez de cargas fijas (esto significa que en cada iteración éstas deben recalcularse). Por otra parte, este trabajo es una presentación bastante antigua (1967) y no coincide con la tendencia de los informes actuales (en los cuales no se hace ninguna aproximación de importancia sobre las líneas del sistema). Estas razones hacen poco atractivo el desarrollo de este método. Por lo tanto, es necesario resolver este problema sobre una base trifásica, con los componentes modelados en forma exacta por fase.

El algoritmo que se propone en este trabajo incluye en su modelación todas las características antes mencionadas de sistemas de distribución.

1.3 NECESIDAD DE UN MODELO MAS EXACTO

En los últimos años se ha notado un creciente interés por desarrollar flujos de potencia especializados para sistemas de distribución. Este interés se basa principalmente en dos fuertes razones.

- las herramientas de análisis utilizadas hasta el momento no son las más adecuadas y
- la tendencia a una futura automatización de los sistemas de distribución.

Como ya se dijo, las principales herramientas de análisis de que se dispone para resolver redes eléctricas de distribución son los flujos de potencia monofásicos desarrollados para sistemas de transmisión. En general, la aplicación directa de dichos algoritmos a sistemas de distribución presenta malas características de convergencia, según se informa en recientes estudios sobre estos métodos [1], [2], [3]. El método Newton-Raphson en sus versiones desacopladas es el menos idóneo para distribución dado el amplio rango de variación de la razón X/R. Por otro lado las técnicas de la Matriz Impedancia de barra (Gauss Seidel directo) se muestran más rápidas, pero tienen un excesivo uso de memoria. En definitiva, éstos resultados no satisfactorios son causa directa de las características ya mencionadas de los sistemas de distribución, especialmente de la topología radial y del amplio rango de la razón X/R.

Como consecuencia de lo anterior las empresas de distribución han optado por usar, para sus estudios de planificación y operación económica, sencillos métodos no computacionales de análisis, los cuales exigen, entre otras cosas, una muy simplificada modelación de la red. Algunos de estos estudios emplean como metodología el reducir la red a un alimentador principal con una carga (en su extremo) y una longitud equivalente [4]. Los resultados sólo permiten conocer en forma muy gruesa la caída de tensión total en el extremo del alimentador y las pérdidas involucradas. Otros estudios apuntan a distribuir la carga uniformemente en un área rectangular y con ello ilustrar las relaciones entre la máxima caída de voltaje, densidad de carga y tamaño y forma del área alimentada [5]. Estos últimos son utilizados principalmente en planificación. Sin embargo, los resultados de estudios tan generalizados difícilmente podrían ser aplicados directamente a resolver problemas específicos, como ser: flujos de potencia en distintas ramas de la red, voltaje en un determinado nudo, factor de

potencia visto desde un cierto punto de la red, etc. Además, debido a lo grueso de los cálculos las decisiones que se tomen pueden no ser las más acertadas, produciéndose así gastos innecesarios para la empresa.

Recientemente en los países desarrollados (EEUU y algunos países de Europa) se ha justificado en términos económicos una automatización de los sistemas de distribución cada vez más completa. Control de interruptores en forma remota, telemidas y control de alumbrado público son sólo algunas de las automatizaciones ya hechas. Un incremento en la automatización implica a su vez un desarrollo paralelo del "hardware" y "software" utilizados. El "software" debería interactuar con la red procesando la información recibida de los sensores y posteriormente comunicando las correspondientes decisiones a través de los actuadores. Un eficaz programa de flujo de potencia trifásico, rápido, que utilice poca memoria y que contemple todas las características ya señaladas de las redes de distribución (acoplamientos, desequilibrios, etc) sería parte importante de este "software".

1.4 ELECCION DEL METODO

En este apartado se analizarán los distintos métodos de flujo de potencia factibles de utilizar, con la intención de elegir y construir un algoritmo trifásico especializado para sistemas de distribución. Primeramente se descartarán los métodos tradicionales para posteriormente analizar los flujos de potencia radiales especialmente contruidos para estos sistemas.

En la elección de un método óptimo se deben tomar en cuenta factores como: rapidez de convergencia, uso de memoria y tiempo de procesamiento. De éstos, sin duda el más importante es la convergencia.

1.4.1 METODOS TRADICIONALES DE FLUJO DE POTENCIA

Como ya se mencionó, los estudios realizados sobre los métodos tradicionales: Gauss-Seidel, Newton-Raphson, etc, no arrojan buenos resultados cuando son aplicados a redes de distribución. A continuación se hará un esbozo de las principales desventajas de dichos métodos basándose en publicaciones anteriores [8], [9], [10].

El método Gauss-Seidel indirecto se caracteriza por ser relativamente insensible a las tensiones iniciales estimadas, su poco requerimiento de memoria (la matriz Admitancia nodal Y es muy dispersa debido a lo radial del sistema en estudio) y su simple programación. Sin embargo, su lenta convergencia, acentuada en los sistemas radiales, lo hace poco atractivo. En efecto, la lentitud se debe principalmente a la naturaleza rala o dispersa de la matriz Y . La característica radial de los sistemas incide en que los valores de la diagonal de la matriz Y sean pequeños. Luego, como el perfil de tensiones de la próxima iteración es inversamente proporcional a dichos valores, se producirán grandes oscilaciones en la tensión haciendo lenta la convergencia.

Por su parte, los métodos Newton-Raphson completo y versiones desacopladas son ampliamente conocidos por sus excelentes características de convergencia (convergencia cuadrática), sobretodo las versiones desacopladas. La mayor desventaja del Newton-Raphson completo consiste en tener que calcular e invertir para cada iteración la matriz Jacobiana, que es aproximadamente cuatro veces el tamaño de la matriz Y . Como la estructura del Jacobiano tiene las mismas características de dispersidad de la matriz Y , es posible utilizar técnicas de bifactorización en su inversión, reduciendo los tiempos de procesamiento; sin embargo, de todos modos estos tiempos son excesivos en sistemas radiales [7]. Por otro lado, las versiones desacopladas contemplan una serie de aproximaciones que simplifican la matriz Jacobiana, haciendo menor el tiempo de cada iteración. Sin embargo, estas aproximaciones consideran un alto valor de la razón X/R , lo que no es efectivo en sistemas de distribución. Lo anterior explica que esos métodos no son atractivos de aplicar en estos sistemas.

El método Gauss-Seidel directo es más confiable que el método previo (rara vez diverge). Además, aunque las tensiones presentan convergencia de oscilaciones mayores que en el método indirecto, el proceso global converge mucho más rápido. También, es menos dependiente del tamaño del sistema. Esto sucede pues la matriz impedancia nodal (matriz Z) es llena y provee de un buen acoplamiento matemático entre las tensiones de barras, es decir, una mejora en el valor de una tensión afecta inmediatamente el cálculo de las próximas tensiones. Sin embargo, su principal desventaja es la gran memoria requerida para almacenar explícitamente la matriz Z y el gran tiempo de proceso para su obtención. Este problema puede ser solucionado almacenando la matriz Y e invirtiéndola en cada iteración para obtener la matriz Z . Esto reduce

significativamente la cantidad de memoria, pero a su vez, produce un gran aumento en la carga computacional. Dicho esquema fue estudiado recientemente por R. Rojas [11], informándose buenos logros. A pesar de ésto no se informa sobre los tiempos computacionales, cantidad de memoria y rapidez de convergencia, datos necesarios para hacer una buena comparación. Por estas razones y dado que las publicaciones más recientes apuntan en su mayoría al desarrollo de flujos de potencia radiales se descartan los métodos descritos.

1.4.2 METODOS DE FLUJO DE POTENCIA RADIAL

Los métodos de flujo de potencia radial han sido perfeccionados últimamente y su principal característica es el aprovechamiento de la topología radial de los sistemas de distribución. Los más usados son:

- método Escalonado (Ladder Method)
- método Suma de Corrientes (Current Summation Method) y
- método Suma de Potencias (Power Summation Method).

A modo de resumen se podría decir que estos métodos son tan sólo una extensión de la forma general del método iterativo de Gauss-Seidel. En efecto el método Escalonado resuelve la red aguas arriba (hacia el nudo fuente, la subestación), suponiendo previamente un perfil de tensión, aplicando directamente las leyes de corriente y voltaje de Kirchoff's hasta llegar al nudo fuente. De este modo es posible calcular el voltaje del nudo fuente. El error que se obtenga entre este valor y el especificado se sumará al perfil de tensión previamente supuesto de tal modo de obtener un nuevo perfil de tensión para la próxima iteración. La convergencia se logra cuando el voltaje que resulte del nudo fuente es el especificado. Los métodos restantes constan de dos procesos: aguas arriba y aguas abajo. En el proceso aguas arriba, previamente supuesto un perfil de tensión, se calculan las corrientes (Suma de Corrientes) o las potencias nodales (Suma de Potencias), según sea el caso.

En el proceso aguas abajo se obtienen nuevos valores para las tensiones, a partir del cálculo anterior. Estos valores de tensión son los que se utilizará la próxima iteración. Finalmente, la convergencia se chequea en el voltaje.

Estos métodos aplicados a sistemas de distribución en general muestran mucho mejores características de convergencia (rapidez y confiabilidad) que los

tradicionales, según se reporta en recientes publicaciones [1], [2], [3], [7].

En estudios comparativos hechos sobre estos métodos [3], se observaron pequeñas diferencias en el número de iteraciones requeridas por cada método para su convergencia en sistemas no muy cargados (factores de carga menores que la unidad). Sin embargo, al aumentar el nivel de carga (factores de carga sobre 1.5) el método Suma de Potencia se observa más robusto puesto que su característica de convergencia es mejor.

Por otro lado, el método Escalonado tiene como principal desventaja, el limitar la profundidad de los subalimentadores (rama desde la cual se derivan otras) del sistema, pues cada uno de ellos necesita de subiteraciones. Además, como ya se dijo, su característica de convergencia no es buena para sistemas cargados [3]. Por estas razones este método no es el más atractivo para ser elegido.

El método Suma de Corrientes no ha sido referido en detalle en la literatura lo que hace difícil su comparación con el resto. Sin embargo, en una discusión de [7] se le compara con el método Suma de Potencia. Para un mismo sistema cargado nominalmente, ambos métodos convergen en la misma cantidad de iteraciones. Por el contrario al aumentar la carga sólo converge el método Suma de Potencias. Esto se explica ya que inicialmente en el método Suma de Corrientes cuando las corrientes son sumadas en el proceso aguas arriba, cada corriente contendría un error proporcional al perfil de tensión inicial supuesto. Luego, para el mismo perfil de tensión inicial, al aumentar la carga el error crecería conjuntamente con ella. Para un sistema suficientemente cargado el perfil inicial supuesto podría caer fuera de la región de convergencia. La mayor robustez del método Suma de Potencias se explica ya que al aumentar las potencias, en el proceso aguas arriba, el error que existe cuando la barra fuente es alcanzada envuelve sólo las pérdidas y no las cargas. Las pérdidas son siempre una pequeña fracción de las cargas. De aquí que siempre será más confiable el método Suma de Potencias.

Por los motivos explicados, se escogió el método **Suma de Potencias** para el desarrollo del algoritmo computacional de flujo de potencia trifásico que presenta ese trabajo.

CAPITULO II

MODELOS EN DISTRIBUCION

2.1 RESUMEN

Se explican en detalle los modelos de los principales elementos de un sistema de distribución que serán usados en el presente trabajo.

La modelación de un alimentador de una red de distribución se realiza en base a cuatro elementos principales: cargas, líneas y cables, transformadores y elementos shunt. Esta incluye modelos polinomiales en función de las variaciones de voltaje y de frecuencia. para cargas y transformadores.

La modelación es trifásica e incluye el concepto de **ventana de carga**.

2.2 MODELO DE CARGAS

Los estudios de cargas en sistemas de distribución deben considerar dos aspectos. El primero se refiere a la existencia de una gran variedad de consumos conectados a estos sistemas: motores de inducción, iluminación, calefacción, artefactos domésticos (motores universales en su mayoría), etc. Desde el punto de vista eléctrico se debe tener presente que estos consumos requieren tanto potencia activa (**P**) como potencia reactiva (**Q**). Esta proporción depende del consumo y se mide a través del factor de potencia.

Ambos tipos de potencia dependen de varios factores, tales como: tensión, frecuencia, temperatura y torque (este último en los motores), destacándose por su importancia los dos primeros. La dependencia es distinta según sea el tipo de consumo. En un reciente estudio de la **EPRI** reportado en [12] se determinaron relaciones funcionales para **P** y **Q**, sensibles a cambios de tensión y frecuencia, para varios tipos de carga. Incorporar esas relaciones permite hacer más precisa

la simulación del alimentador redundando en resultados más cercanos a la realidad.

El segundo de estos aspectos es la variación en el tiempo de los consumos, debido a que permanentemente se están conectando y desconectando cargas en una forma aleatoria. Sin embargo, este aspecto se hace importante si el objetivo es evaluar pérdidas y consumos de energía en un tiempo determinado (horas, días, temporadas, etc) y se resuelve recurriendo a las curvas de carga diaria y de duración de carga.

Como el objetivo de este trabajo apunta a una evaluación cuasiestática del alimentador, sólo se dará énfasis al primer aspecto, dejando de lado el segundo.

2.2.1 VENTANAS DE CARGA [11,12]

En los sistemas de distribución todas las cargas son alimentadas a través de transformadores. Como ya se dijo, en un alimentador se encuentran en una misma barra cargas muy diversas. Luego una forma muy útil de modelar la carga total de una barra es suponer en el secundario de estos transformadores (en **B.T.**) una ventana de carga, donde la carga total, se descompone en porcentajes de los diferentes tipos de carga que concurren a dicha barra: luz incandescente y fluorescente, aire acondicionado, calefacción, refrigeración, cargas con **P** y **Q** constante, etc. La figura 2.1 ilustra claramente este concepto. Es así como se han conformado ventanas de carga típicas.

Transformador de Distribución

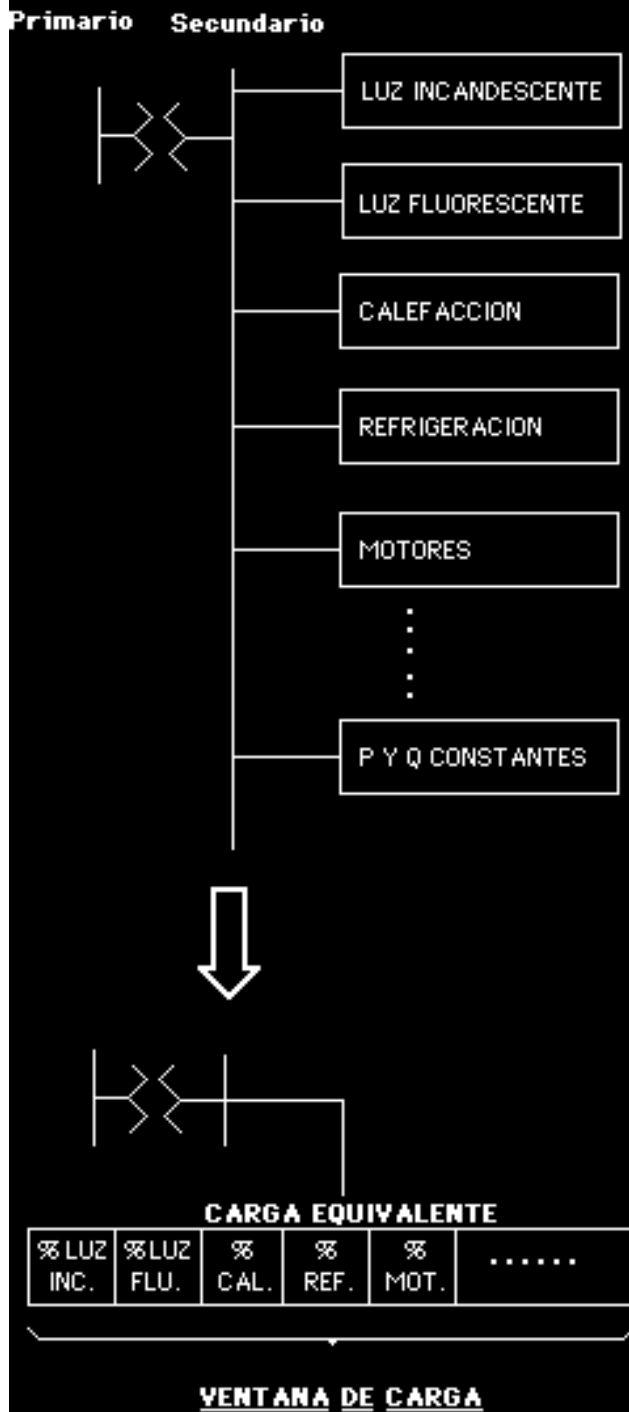


Fig. 2.1 Ventana de carga típica [11].

Las ventanas más frecuentes son residenciales, comerciales e industriales. Cada ventana está conformada por un conjunto de cargas distribuidas en porcentajes bien determinados. Además, cada ventana posee un factor de potencia típico. La tabla II-1 muestra las composiciones de cargas de las ventanas de carga típicas.

La modelación del alimentador en las tres fases motivada por su naturaleza desbalanceada, lleva a la necesidad de definir una ventana de carga por fase para cada barra (nudo). Esto permite la existencia de ventanas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

El desequilibrio que exista en la barra, determinará el porcentaje con que cada ventana de carga por fase aportará a la carga trifásica de la barra. La figura 2.2 ilustra el concepto de ventana de carga monofásica, bifásica y trifásica.

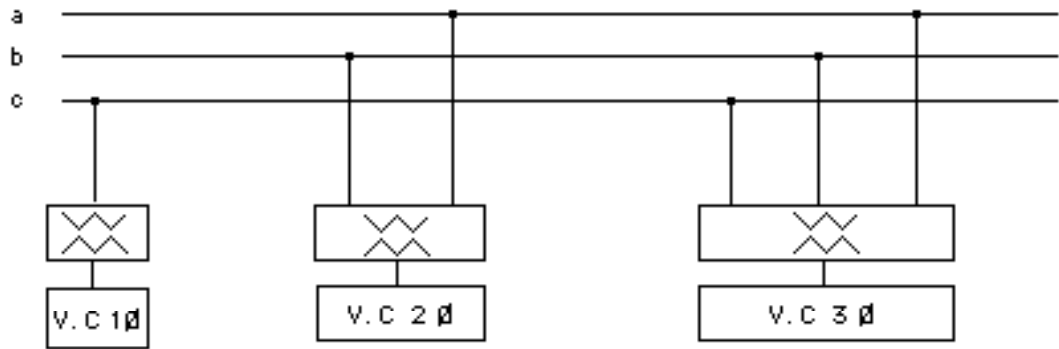


Fig 2.2 Ventana de carga en las tres fases.

2.2.2 MODELOS POLINOMIALES DE CARGA

Todas las principales aplicaciones y equipos en residencias, industrias y comercios son expresadas como consumo de **P** y **Q**. Como ya se dijo, las demandas de estas potencias son función de varios factores. Sobresalen aquí las variaciones con respecto al valor nominal de voltaje y frecuencia. Esta funcionalidad puede aproximarse mediante modelos polinomiales, generalmente de segundo y tercer orden, en dichas variables [11], [12]. En la

tabla II-2 se entregan los detalles de dichos modelos. Los modelos presentados en la tabla II-2 corresponden a investigaciones efectuadas por el EPRI y presentadas bajo el título Research Project RP849. Estos modelos fueron realizados para condiciones nominales de operación en EEUU, 120 V y 60 Hz. Sin embargo, con el objeto de extrapolar estos modelos al caso chileno (220 V y 50 Hz) se asume que las eficiencias de los aparatos modelados no distan significativamente en condiciones nominales. Por lo tanto, las variaciones porcentuales de potencia activa y reactiva ante variaciones en el voltaje, frecuencia, etc, serán aproximadamente las mismas. De la tabla II-2 se obtienen valores en p.u referidos a la carga nominal del tipo de consumo del que se trate.

Se debe señalar que el programa diseñado sólo contempla funcionalidad en el voltaje.

2.3 MODELO DE LINEAS Y CABLES

La modelación de líneas y cables subterráneos sin duda es una de las de mayor incidencia en los buenos resultados de cualquier método de flujo de potencia. Por otra parte, mientras más completa sea esta modelación más onerosa resultará cualquier simulación computacional. Esto ocurre al considerar líneas sin transposición y retornos por tierra.

Todos los circuitos de distribución aéreos y subterráneos se modelan por fase. Las impedancias para cada rama (línea trifásica entre dos nudos), se calculan cuando existen retornos por tierra a través de las ecuaciones que se encuentran simplificadas en [14] y [15] o usando directamente los parámetros tabulados del conductor (resistencia y reactancia interna) y la fórmula para calcular la componente de distancia, si no hay retornos por tierra. También se considera la presencia de acoplamientos entre fases y fases con tierra. La susceptancia capacitiva de las líneas se desprecia pues la longitud de las líneas es pequeña (como máximo 50 km) y los niveles de tensión son bajos (en Chile se utilizan los siguientes niveles en M.T.: 12 kV, 13.2 kV, 15 kV y 23 kV).

Las figuras 2.3 a 2.5 esquematizan las impedancias de ramas trifásicas, bifásicas y monofásicas.

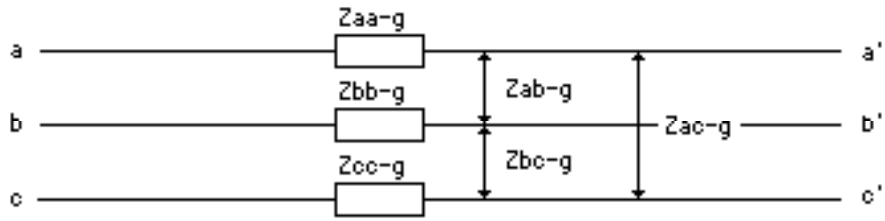


Fig. 2.3 Modelo de rama trifásica.

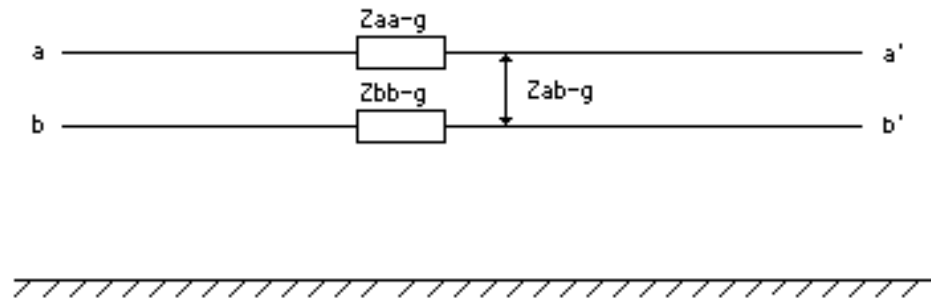


Fig. 2.4 Modelo de rama bifásica.

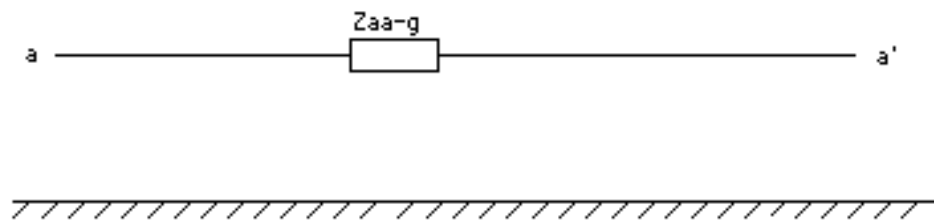


Fig 2.5 Modelo de rama monofásica.

En general para estos circuitos se cumple la ecuación matricial:

$$[V] = [Z] [I]$$

Donde:

La **matriz [Z]** es de orden 3x3, 2x2 o 1x1 para una rama trifásica, bifásica o monofásica respectivamente. El cálculo de los elementos de dicha matriz se explica en el **ANEXO A**.

Para el caso de cables subterráneos, el proceso de calculo de dicha matriz es similar al caso de línea aérea.

2.4 MODELO DE TRANSFORMADORES

Debido al gran número de transformadores de un alimentador y a su contribución significativa a las pérdidas del sistema (cerca de un 40 % del total de pérdidas reactivas), una modelación que se precie de buena debe necesariamente incluirlos.

Cada transformador se modela por fase, ya sea éste monofásico, bifásico o trifásico, como una impedancia serie, resistencia y reactancia de fuga. Además las pérdidas áctivas y reactivas en el núcleo de los transformadores se pueden también modelar como funciones polinomiales, que incluyen términos exponenciales, de segundo y de tercer orden en las variaciones de voltaje y frecuencia nominales (ver tabla II-2). Análogamente a las cargas aquí sólo se contempla funcionalidad en el voltaje. La tabla II-2 muestra las pérdidas de potencia en p.u y referidas a los kVA nominales del transformador.

Las pérdidas en el núcleo pueden colocarse en el secundario del transformador, conjuntamente con la ventana de carga. La figura 2.6 ilustra el modelo circuital del transformador.

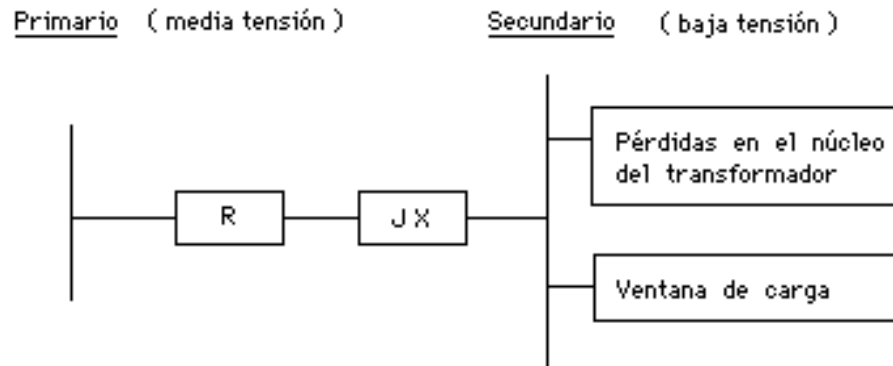


Fig. 2.6 Modelo de transformador por fase.

Los transformadores trifásicos en rigor deben ser representados por una matriz de 3×3 . Sin embargo, se ha comprobado experimentalmente que se comete poco error si la representación se aproxima como tres transformadores monofásicos conectados en estrella [12]. En la figura 2.7 se muestra el modelo del transformador trifásico.

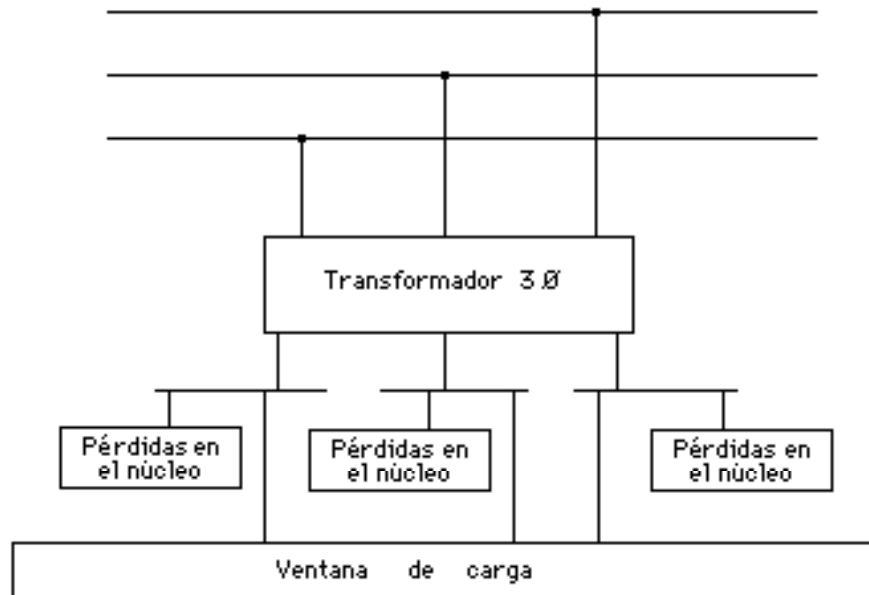


Fig. 2.7 Modelo de transformador trifásico.

2.5 MODELO DEL CONDENSADOR SHUNT

Una práctica muy utilizada por las empresas de distribución es agregar condensadores shunt en uno o más lugares de la red. Estos cumplen los siguientes propósitos:

- aumentar los niveles de tensión
- disminuir las corrientes en cada rama
- disminuir las pérdidas de potencia activa y reactiva y
- mejorar el factor de potencia.

En un marco trifásico los condensadores shunt pueden modelarse como una admitancia constante por fase (en una conexión estrella), permitiendo que los **kVAR** inyectados a la red varíen con el voltaje de la barra. Otra manera de modelar es simplemente suponer una inyección constante de **kVAR**, independiente del voltaje de la barra. Por su simplicidad las empresas de distribución utilizan preferentemente el modelo de una inyección constante de **kVAR** dentro de un determinado rango de variación del voltaje con respecto al nominal. Debido a esta práctica el segundo modelo es el que se usará en el algoritmo que se desarrolla en este trabajo.

CAPITULO III

FLUJO DE POTENCIA TRIFASICO APLICADO A LA AUTOMATIZACION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

3.1 INTRODUCCION

En los últimos años se han venido efectuando diversos estudios, en los cuales se plantea la necesidad de evaluar con criterios económicos la automatización de los sistemas eléctricos de distribución. De acuerdo a esto la decisión apunta a cual alternativa, automatización de los sistemas de distribución o expansión de los sistemas de distribución convencionales, debería ser utilizada para satisfacer los requerimientos sobre un período de años futuro.

Las crecientes investigaciones y aplicaciones de la automatización en distribución van dirigidas a resolver los crecientes desafíos sociales y económicos del futuro. Algunos de los más significativos incluyen un crecimiento en la dependencia de la sociedad moderna de la electricidad como una fuente de energía; una continua presión para reducir el consumo de petróleo y gas; presiones sociales por mantener una alta confiabilidad en los servicios, un bajo impacto en el medio ambiente y costos razonables y continuas dificultades en la obtención de capital para soportar el desarrollo de los sistemas.

Las herramientas necesarias en "hardware" para realizar la automatización de las diversas funciones de los sistemas de distribución ya se encuentran desarrolladas. Es en la parte del "software" en donde el desarrollo ha sido pobre y es aquí justamente en donde un eficaz flujo de potencia trifásico se hace cada vez más necesario. Por otro lado, las necesidades industriales también apuntan a la obtención de metodologías de evaluación económica de la automatización en distribución. En este sentido la evaluación debe incluir la automatización en la subestación, alimentadores y usuarios.

En definitiva, los objetivos de la automatización apuntan al control, monitoreo y protección de los sistemas y al control y medición remotos de la carga de los clientes.

En este capítulo se hace una descripción de los niveles que comprendería la automatización y de las posibles funciones a incorporar en cada nivel. Además, se describen sus potenciales beneficios.

Este capítulo es en esencia un resumen de un curso dictado por el Dr. Turan Gonen [16] en mayo de 1987; el cual es complementado con [11]. Además, se hace énfasis en las partes donde el programa de flujo de potencia trifásico tendría aplicaciones.

3.2 FILOSOFIA DE LA AUTOMATIZACION EN DISTRIBUCION

El desarrollo de la automatización involucra tanto al "hardware" como al "software". En efecto, se hace necesaria la existencia de una completa base de datos del sistema. Esto implica una base de datos estática del sistema, que guarde toda la información topológica de la red y una base de datos en tiempo real que almacene todos los datos dinámicos (cargas, tensiones en algunas barras, etc).

Los sensores y actuadores (SCADA, TELEMEDICION, etc) serían parte importante de este "hardware". Los primeros miden la variables importantes de la red para luego almacenar esta información en la base de datos del sistema. Los segundos actúan sobre el sistema llevando a efecto las decisiones tomadas por un operador o por un determinado "software".

El "software" mencionado existe en dos niveles. En el primero se procesa toda la información existente en la base de datos del sistema. En este proceso tendría vital importancia un programa de flujo de carga trifásico. Perfiles de voltaje, flujos de potencia en cada rama de la red, factor de potencia, etc, serían algunos de los resultados de este proceso. En el segundo nivel otro conjunto de programas se encargaría de tomar las decisiones que demande la red en tiempo real. Esta función puede ser complementada por la acción relativamente rápida de un operador. El lazo de control se explica ampliamente en la figura 3.1.

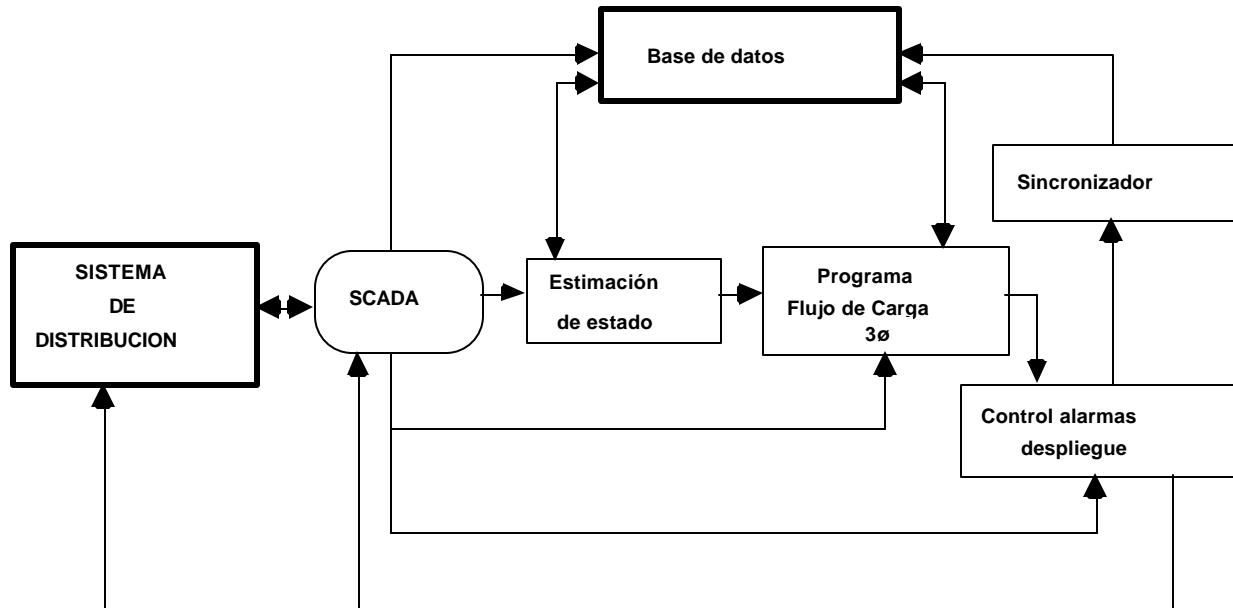


Fig. 3.1 Lazo de control de un sistema de distribución.

3.3 JERARQUIAS Y FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACION

Las funciones de automatización de los sistemas de distribución se jerarquizan en tres niveles:

- subestación
- alimentador
- usuarios

La automatización en cada uno de estos niveles es independiente entre si y es supervisada y controlada por el Centro de Despacho de Distribución (CDD) a nivel de grupo de subestaciones y por el Centro de Control de Energía (CCE) en última instancia. Ver figura 3.2.

En el CDD se localiza un computador central, manejado por un operador del sistema de distribución, el cual coordina la operación de un determinado número de subestaciones y sus correspondientes alimentadores. Con la ayuda de un sistema de comunicaciones apropiado, el CDD puede recolectar datos desde todo el sistema o bien activar funciones de automatismo (supervisión, control) en la subestación, alimentador o usuario. El Centro de Medición de

Datos (CMD) es usado para la medida de funciones remotas vía el sistema de comunicaciones. El Controlador de Manejo de Carga (CMC) activa las señales para el manejo de carga y también se vale del sistema de comunicaciones.

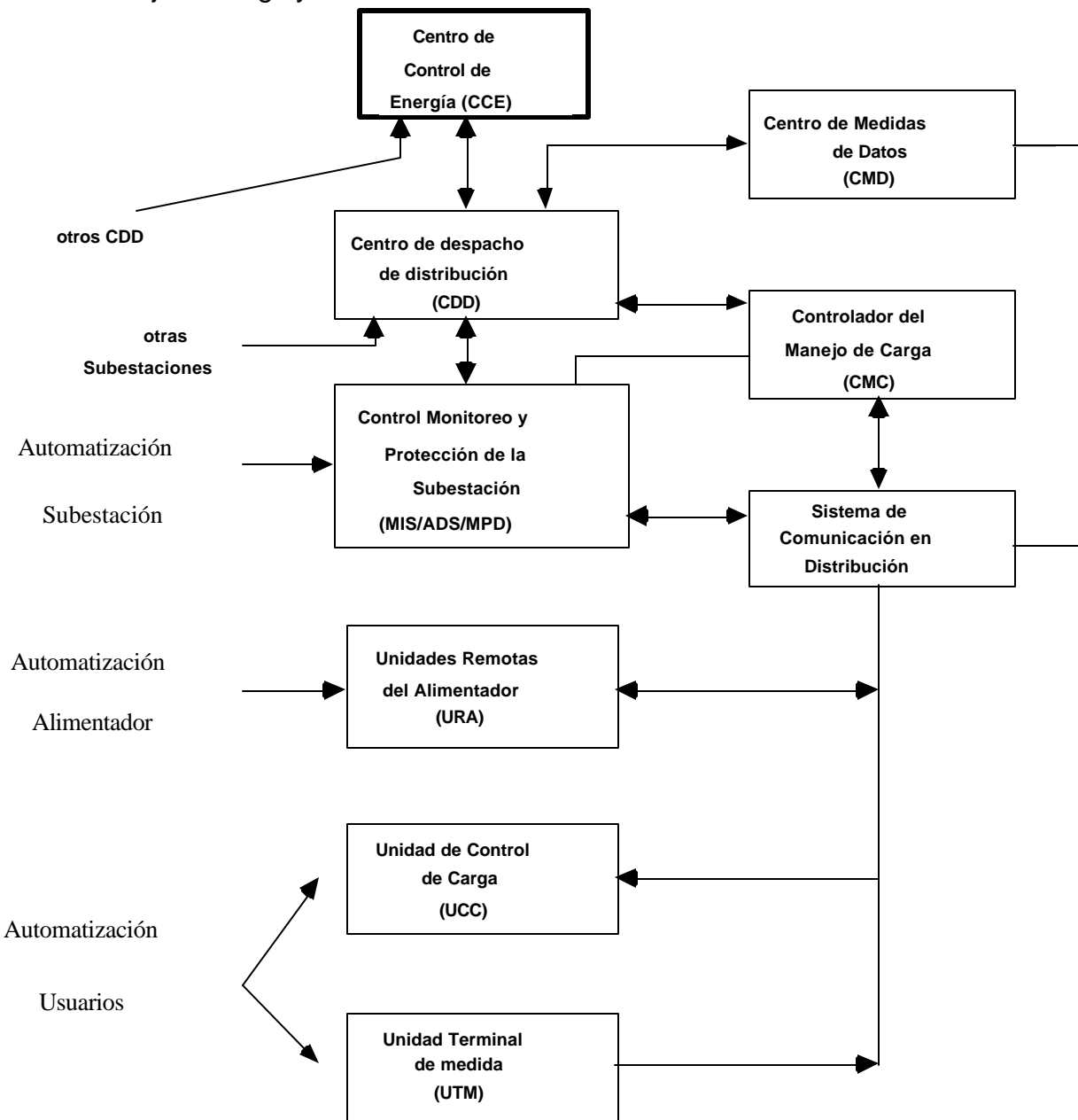


Fig. 3.2 Esquema de las jerarquías de la automatización en distribución.

El equipo de automatización en la subestación incluiría las funciones de control, monitoreo y protección. El equipo de la subestación incluiría un Módulo de Integración de la Subestación (MIS), Módulos de Adquisición de Datos del Sistema (ADS) y Módulos de Protección Digital (MPD), o sus equivalentes. Las unidades remotas del alimentador (URA) desempeñarían las funciones de control de tensión y potencia reactiva, identificación de fallas, balance de cargas, etc, y

se ubicarían en puntos remotos del alimentador. Por otro lado la Unidad de Control de Carga (UCC) y la Unidad Terminal de Medida (UTM) forman parte de la automatización en el nivel de los usuarios y se los encuentra repartidos en la distintas localizaciones de los clientes. La activación de las funciones de automatismo en el CDD puede llevarse a cabo luego de conocer detalladamente el estado de la red. Esto último puede apoyarse eficazmente en un flujo de carga trifásico, el cual utilizaría los datos almacenados en las bases de datos del sistema.

3.3.1 FUNCIONES DE AUTOMATIZACION EN LA SUBESTACION

La subestación es la parte más delicada de un sistema de distribución, debido a que en ésta existe un mayor despliegue de equipamientos, tales como, transformador principal, banco de condensadores, interruptores, etc.

Principales funciones de control:

- seccionamiento de barras: opera luego que las funciones de protección despejan una falla. Esta función aísla el equipo de la subestación fallada o la sección de la barra de la subestación y reestablece el servicio en la sección de barra desenergizada luego de una falla.
- control automático de interruptores y reconectores.
- control del cambiador de derivaciones del transformador principal.
- control de banco de condensadores.

Principales funciones de supervisión:

- tensión, corriente, potencia y factor de potencia.
- posición de seccionadores.
- estado de interruptores.
- temperatura del transformador principal, nivel de aceite y devanados.
- comprobación del sincronismo.
- corriente de secuencia cero en la subestación.

3.3.2 FUNCIONES DE AUTOMATIZACION EN EL ALIMENTADOR

La automatización en el alimentador comprende desde la subestación hasta los transformadores de distribución cubriendo una zona muy amplia. La mayoría de los equipos que se encuentran en este nivel, líneas, condensadores, reguladores, reconectores y seccionalizadores están expuestos y son muy vulnerables al medio ambiente, especialmente las líneas. La identificación de fallas y técnicas de protección son relativamente complicadas, debido a esto las funciones de control y monitoreo son más complejas que en otros niveles.

Funciones de control:

- control de tensión y potencia reactiva en puntos remotos.
- control de bancos de condensadores y reguladores.
- control de cambiador de taps en transformadores.
- manejo de carga en el alimentador.

Funciones de supervisión:

- reguladores de tensión y bancos de condensadores.
- seccionalizadores y estado de fusibles.
- tensión, corriente, potencia y factor de potencia en puntos remotos.

3.3.3 FUNCIONES DE AUTOMATIZACION EN EL NIVEL DEL USUARIO

Este es el último nivel de la jerarquía de automatización y tal vez el más complejo dado el gran número de puntos que deben controlarse. La tarea de este nivel es satisfacer las necesidades del consumidor de la mejor forma posible, se debe velar por una buena calidad y un servicio eléctrico automático confiable. Debido a que cada cliente debe ser controlado y supervisado el sistema de comunicación juega un importante papel.

Funciones de control:

- manejo de carga en consumidores. Servicio remoto de conexión/desconexión, desprendimiento de carga en casos de

emergencia, priorización de cargas de acuerdo a la temporada.

- lectura remota de medidores.
- control del alumbrado.

Funciones de supervisión:

- cargas de los consumidores.
- tensión terminal en el alimentador.

Con respecto al manejo de carga es necesario aclarar algunos aspectos. El manejo de carga incluye además una educación del cliente con respecto a su uso de la electricidad. Su principal objetivo apunta hacia los niveles de carga, a través de una reducción de sus máximos y la consecuente mejora de el factor de carga diario.

El manejo de carga sería incorporado a través de métodos como, control local o remoto de la carga del cliente, incentivo de las tarifas del cliente y educación del cliente.

3.3.4 SISTEMA DE COMUNICACION

En automatización es muy importante contar con un eficaz sistema de comunicaciones. Este sistema tiene la misión de transmitir señales de control y de datos entre las distintas jerarquías de la automatización. Una elección adecuada requiere de una detallada planificación y de las especificaciones de los requerimientos de comunicación de todas las funciones de automatización a ser incorporadas.

Posibles sistemas de comunicación en distribución:

- "carrier"
- radio
- teléfono
- sistemas híbridos
- TV por cable
- satélite
- fibra óptica

3.4 LAZO DE CONTROL DE UN SISTEMA AUTOMATIZADO

El lazo de control en un sistema de distribución se esquematiza en la figura 3.3. Este lazo puede representar cualquier nivel de jerarquía, subestación, alimentador o usuario. Los datos en distribución son recogidos por el sistema SCADA (sistema remoto de Supervisión, Control y Adquisición de Datos). En el CDD, después de analizar el proceso (aplicación de un flujo de potencia trifásico entre otras cosas) se toman algunas decisiones, que son enviadas como señales de control al sistema SCADA y son llevadas a efecto por los dispositivos que correspondan.

El CDD tiene un computador central que realiza las siguientes tareas:

- contener todos los comandos de control.
- recolección de datos.
- manejo de la base de datos.

Para hacer efectiva y más segura la automatización, es indispensable que la experiencia del operador deba ser asistida por el uso de base de datos estructuradas y algunos programas apropiados para analizar el proceso en el CDD.

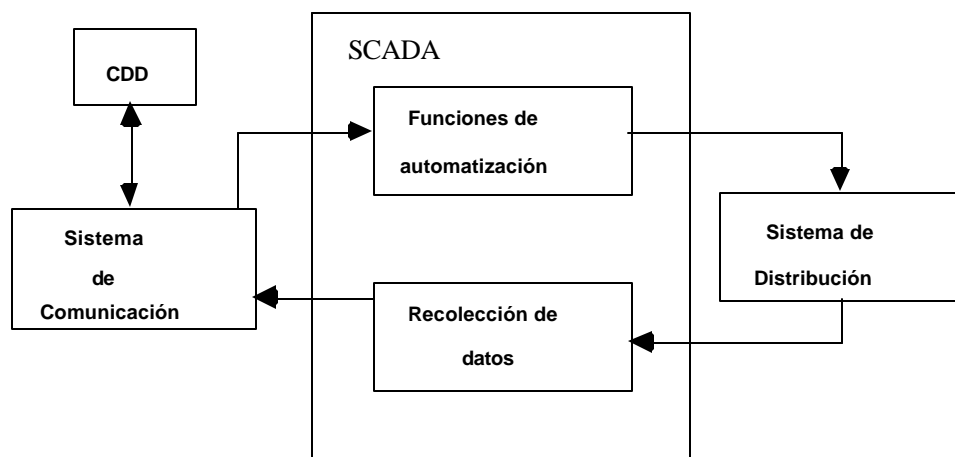


Fig. 3.3 Lazo de control de un sistema automatizado.

Estructura del CDD:

- Programa estado: es un flujo de potencia trifásico que puede ser complementado con un estimador de estado para aplicaciones en tiempo real.

- Programa que tome decisiones: parte principal del sistema. Ejecuta todas las funciones de automatización.

- Sincronizador: mantiene el sincronismo entre el sistema eléctrico y una salida gráfica.

- Base de datos: coexisten la base de datos del sistema y la base de datos en tiempo real. La primera se estructura en forma jerárquica, almacenándose todos los datos importantes del sistema. La base de datos en tiempo real almacena información dinámica a través del sistema SCADA.

- Interfase hombre-máquina: pese al alto grado de automatismo, deben existir interfaces hombre-máquina.

Para el sistema mostrado en la figura 3.4 se observa que los puntos 3, 4 y 5 implican interfaces "hardware-software". La base de datos, el programa estado (flujo de carga trifásico) y el sistema gráfico implican interfaces de "software". En el lado del CDD todas las funciones están automatizadas. El operador 2 recibe información del sistema gráfico y del programa estado, con esto debe decidir qué acción sobre el sistema es la más adecuada. El operador 4 pone en acción los comandos de control y en forma remota o manual opera interruptores, seccionadores, etc. Los operadores 3 y 5 mantienen el sincronismo entre el sistema de potencia y las bases de datos. Los operadores 2, 3,4 y 5 pueden ser la misma persona.

En la figura 3.4 se muestra un sistema totalmente automatizado. El sistema SCADA se encarga de recolectar todos los datos necesarios y de almacenar la información en la base de datos que corresponda. El programa estado toma los datos necesarios, calcula el estado del sistema y muestra los resultados en una salida gráfica. El cálculo del estado se apoya en un flujo de carga trifásico.

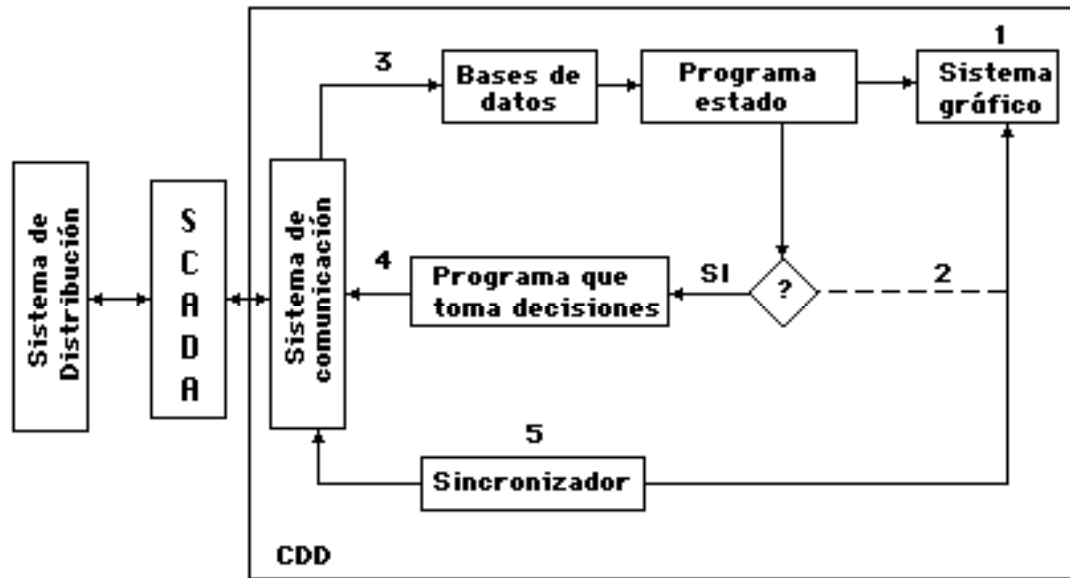


Fig. 3.4 Estructura de un sistema automatizado.

3.5 BENEFICIOS POTENCIALES DE LA AUTOMATIZACION

Un paso necesario en cualquier evaluación económica de la automatización en distribución, es la definición de los beneficios potenciales asociados con las varias funciones de automatización.

Los beneficios potenciales podrían tocar cuatro áreas específicas:

- Inversión, reducción de los costos del sistema.
- interrupción, mayor seguridad en la operación.
- clientes, mejor calidad de servicio.
- operación, un estado de operación más económico.

De estas cuatro áreas de beneficios, la mejora en la operación incluye beneficios que recién empiezan a ser reconocidos y que son más intangibles y difíciles de cuantificar.

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL METODO SUMA DE POTENCIAS Y DEL ALGORITMO COMPUTACIONAL

4.1 RESUMEN

En este capítulo se presentan en detalle la esencia del método Suma de Potencias y las ecuaciones que lo caracterizan. Luego, se describe el algoritmo computacional diseñado usando este método. Se presentan diagramas de flujo, archivos de entrada, principales rutinas y archivos de salida.

4.2 FILOSOFIA Y ECUACIONES DEL METODO SUMA DE POTENCIAS

El método Suma de Potencias es una técnica de flujo de potencia radial perfeccionado en los últimos años, en el cual se pueden incorporar todas las características de los sistemas eléctricos de potencia, radialidad, desbalances, acoplamientos, etc. Como todo método no lineal de flujo de potencia, éste es iterativo.

En el método Suma de Potencias se distinguen claramente dos procesos:

- cálculo de las potencias nodales y
- calculo de los voltajes nodales.

Estos dos procesos, el primero aguas arriba de la red y el segundo aguas abajo, se incorporan en una misma iteración. Las cargas, y las pérdidas son calculadas y sumadas en el proceso aguas arriba y los voltajes calculados en el proceso aguas abajo, mediante una ecuación de cuarto grado para el módulo y una ecuación explícita para el ángulo.

4.2.1 CALCULO DE LAS POTENCIAS NODALES

te es un proceso de cálculo aguas arriba del alimentador. Supuesto un perfil de tensión inicial se calculan las corrientes por las líneas de cada rama trifásica. Se pueden obtener entonces las pérdidas activas y reactivas en cada línea (pérdidas por efectos mutuos entre las fases y por la impedancia propia de la línea). Con estos valores y con las cargas en los nudos (consumos) ya conocidas, se empieza un proceso de suma desde el final del alimentador. Se toma un nudo y se suman todas las potencias que topológicamente tienen que ver con él aguas abajo de la red, o sea, se obtiene una potencia equivalente; ésta representa toda la potencia que demanda la red vista desde ese nudo aguas abajo. Este proceso se realiza en cada nudo de la red y consecutivamente en las tres fases hasta llegar al nudo principal (subestación). Como resultado se obtiene en cada nudo trifásico una potencia equivalente que se utilizará en el próximo proceso.

En la figura 4.1 se aprecia un esquema por fase que muestra un nudo característico, con el conjunto de ramas que llegan a él desde aguas abajo y la rama que viene de aguas arriba. Se aprecian en las líneas las admitancias propias y los acoplamientos entre las fases, modelados estos últimos por fuentes de voltaje controladas por corrientes.

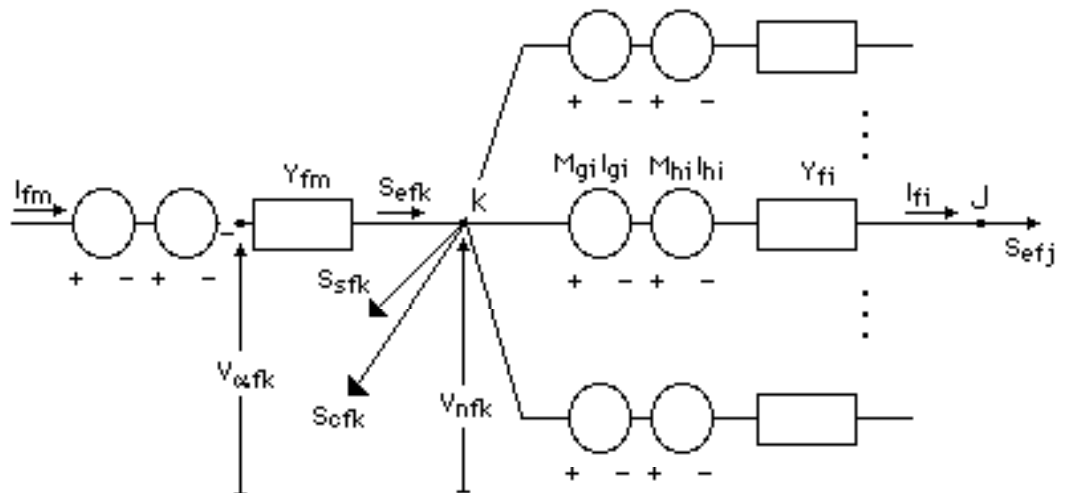


Fig. 4.1 Esquema de un nudo típico.

Definición de términos:

f, g, h	:	subíndices que indican la fase.
i, m	:	subíndices que indican un rama cualquiera.
k, j	:	subíndices que indican un nudo cualquiera.
S_{efk}, S_{efj}	:	potencia equivalente en la fase f vista desde los nudos K y J.
S_{cfk}	:	carga en el nudo K de la fase f.
S_{sfk}	:	potencia reactiva shunt inyectada al nudo k.
S_{pfi}	:	pérdidas de potencia en la línea i.
M_{gi}	:	impedancia mutua de la fase f con la g en la línea i.
M_{hi}	:	análogo al anterior.
Y_{fi}, Y_{fm}	:	admitancias de las líneas i y m.
$V_{\alpha fk}$:	voltaje del nudo intermedio.
V_{nfk}	:	voltaje del nudo K.
I_{fi}, I_{fm}	:	corrientes en la fase f por las líneas i y m.
I_{gi}, I_{hi}	:	corrientes en la fase g y h de la línea i.

Luego, por balance energético la potencia equivalente del nudo K se obtiene por la ecuación fasorial:

$$S_{efk} = \sum_i S_{pfi} + \sum_j S_{efj} + S_{sfk} + S_{cfk} \quad K: 1..N \quad 4.1$$

En donde las pérdidas activas y reactivas se obtienen por:

$$S_{pfi} = (M_{gi}I_{gi} + M_{hi}I_{hi}) I_{fi} + I_{fi}^2 / Y_{fi} \quad 4.2$$

4.2.2 CALCULO DE LOS VOLTAJES NODALES

Al contrario del anterior este es un proceso de calculo aguas abajo. Partiendo del nudo topológicamente posterior a la barra de referencia, en la que se conoce el voltaje en módulo y ángulo y usando las potencias equivalentes antes usadas, se recalculan los módulos de los voltajes en cada nudo, recurriendo a una ecuación de cuarto grado, fácilmente reducible a una de segundo grado.

De igual modo, mediante una ecuación explícita en el ángulo del voltaje, se obtienen nuevos valores para el ángulo. Son estos valores de magnitud y ángulo los que se utilizarán en la próxima iteración. Este proceso se hace consecutiva e independientemente en las tres fases.

Esta ecuación de cuarto grado planteada en un nudo, como ya se dijo, se puede resolver reduciendo directamente a una de segundo grado en el cuadrado de la magnitud del voltaje. Para su obtención sólo se requiere conocer la admitancia de la línea que converge al nudo desde aguas arriba, el voltaje intermedio y la potencia equivalente de dicho nudo. El voltaje intermedio corresponde al voltaje de un nudo ficticio y que pertenece a la línea que llega de aguas arriba al nudo en el que se plantea la ecuación. Dicho nudo se encuentra luego de las fuentes de voltaje controladas por corriente que modelan los acoplamientos entre fases.

Para este proceso aguas abajo se hace uso de la figura 4.1. En general se tiene que:

$$\begin{aligned} Y_{fm} &= G_{fm} + jB_{fm} = |Y_{fm}| \angle \psi_{fm} \\ S_{efk} &= P_{efk} + jQ_{efk} \\ V_{nfk} &= |V_{nfk}| \angle \delta_{nfk} \\ V_{\alpha fk} &= |V_{\alpha fk}| \angle \delta_{\alpha fk} \end{aligned}$$

A continuación se hace el desarrollo para la obtención de las ecuaciones para el voltaje en módulo y ángulo.

4.2.2.1 ECUACION PARA EL MODULO DEL VOLTAJE

Por definición se sabe que:

$$S_{efk} = V_{nfk} I_{fm}^* \quad (4.3)$$

pero

$$I_{fm} = (V_{\alpha fk} - V_{nfk}) Y_{fm} \quad (4.4)$$

Luego reemplazando (4.4) en (4.3) se obtiene,

$$S_{efk} = -|V_{nfk}|^2 Y_{fm}^* + V_{nfk} V_{\alpha fk}^* Y_{fm}^* \quad (4.5)$$

separando (4.5) en parte real e imaginaria,

$$P_{efk} = -|V_{nfk}|^2 G_{fm} |V_{nfk}| |V_{\alpha fk}| |Y_{fm}| \cos(\delta_{nfk} - \delta_{\alpha fk} - \psi_{fm}) \quad (4.6)$$

$$Q_{efk} = |V_{nfk}|^2 B_{fm} + |V_{nfk}| |V_{\alpha fk}| |Y_{fm}| \sin(\delta_{nfk} - \delta_{\alpha fk} - \psi_{fm}) \quad (84.7)$$

despejando los términos coseno y seno de (4.6) y (4.7) respectivamente,

$$\cos(\delta_{nfk} - \delta_{\alpha fk} - \psi_{fm}) = (P_{efk} + |V_{nfk}|^2 G_{fm}) / |V_{nfk}| |V_{\alpha fk}| |Y_{fm}| \quad (4.8)$$

$$\sin(\delta_{nfk} - \delta_{\alpha fk} - \psi_{fm}) = (Q_{efk} - |V_{nfk}|^2 B_{fm}) / |V_{nfk}| |V_{\alpha fk}| |Y_{fm}| \quad (4.9)$$

elevando al cuadrado (4.8) y (4.9) y sumando

$$|V_{nfk}|^2 |V_{\alpha fk}|^2 |Y_{fm}|^2 = (P_{efk} + |V_{nfk}|^2 G_{fm})^2 + (Q_{efk} - |V_{nfk}|^2 B_{fm})^2 \quad (4.10)$$

desarrollando y arreglando (4.10) se obtiene:

$$A |V_{nfk}|^4 + B |V_{nfk}|^2 + C = 0 \quad (4.11)$$

donde

$$A = G_{fm}^2 + B_{fm}^2$$

$$B = 2 P_{efk} G_{fm} - 2 Q_{efk} B_{fm} - |Y_{fm}|^2 |V_{\alpha fk}|^2$$

$$C = P_{efk}^2 + Q_{efk}^2$$

definiendo

$$D = |V_{nfk}|^2 \quad (4.12)$$

entonces el valor de D y de $|V_{nfk}|$ se calculan por,

$$D = (-B + (B^2 - 4 A C)^{1/2}) / (2 A) \quad (4.13)$$

$$|V_{nfk}| = D^{1/2} \quad (4.14)$$

Se escoge el signo positivo en (4.13) con el objeto de obtener una magnitud de voltaje razonable (cercano al 1 en p.u), en condiciones de operación normal.

Por otra parte, como A y C son términos no negativos, entonces siempre se

cumple que,

$$|B| \leq (B^2 - 4AC)^{1/2} \quad (4.15)$$

además D debe ser también no negativo (término cuadrático) lo que implica que B es no positivo.

Para obtener una solución real de D debe cumplirse que:

$$B^2 - 4AC \geq 0 \quad (4.16)$$

esta relación se cumple si,

$$-2(AC)^{1/2} \leq B \leq 2(AC)^{1/2} \quad (4.17)$$

pero como B es no positivo entonces,

$$B \geq -2(AC)^{1/2} \quad (4.18)$$

Según los autores de [3] la desigualdad (4.18) no se cumpliría en el caso de una línea cargada demasiado larga, pero esto no es evidente de las relaciones indicadas. De suceder, implicaría que no hay solución del flujo de potencia para el sistema eléctrico en estudio. En esa medida, el control del cumplimiento de la desigualdad (4.18) puede ser utilizada como parte del análisis de flujo de potencia.

4.2.2.2 ECUACION PARA EL ANGULO DEL VOLTAJE

La ecuación explícita para el ángulo se obtiene de (4.8) y (4.9) y es:

$$\delta_{nfk} = \delta_{\alpha fk} + \psi_{fm} + \arctg\left(\frac{Q_{efk} - B_{fm}|V_{nfk}|^2}{P_{efk} + G_{fm}|V_{nfk}|^2}\right) \quad (4.19)$$

4.3 PROGRAMA COMPUTACIONAL DE FLUJO DE POTENCIA

4.3.1 GENERALIDADES

El programa computacional diseñado está basado en el método Suma de Potencias anteriormente descrito.

El programa fue escrito íntegramente en **VAX PASCAL** (versión 3.0). Se desarrolló y ejecutó en el computador **VAX 8600** de la Universidad Católica y en IBM PC AT. El programa ejecutable ocupa aproximadamente 40 Kbytes de memoria en el VAX8600.

Se introdujo en el algoritmo todos los modelos antes mencionados de cargas, líneas, transformadores y condensadores shunt. Además el programa permite modelar las cargas en función de las variaciones de voltaje. Con el objeto de incluir la impedancia serie de los transformadores, cada uno de éstos se representa mediante dos nudos; uno en el primario y el otro en el secundario. La carga junto con las pérdidas en el núcleo del transformador se suponen concentradas en el nudo correspondiente al secundario.

Finalmente, el programa permite la entrada de los parámetros de análisis del sistema (potencia base, factor de carga, tolerancia, etc) por pantalla o archivo. La entrada de la topología de la red se hace exclusivamente por archivo.

4.3.2 JUSTIFICACION DEL PASCAL

Luego de un análisis de los principales lenguajes de alto nivel se decidió, por las siguientes razones, el uso del **VAX PASCAL** (versión 3.0).

En primer lugar, la version 3.0 del **VAX PASCAL** permite la utilización de **Double Precision** y **Quadruple Precision**, por lo que las ventajas numéricas del **FORTRAN 77** desaparecen. La utilización de Doble precisión es importante dado lo pequeño de los valores de las variables en estudio.

En segundo término se puede señalar la necesidad de diseñar estructuras complejas de datos (árboles, listas), lo que deja en competencia sólo al **PASCAL** y al **C**. En este caso primó la experiencia previa en el uso de **PASCAL**. Las estructuras dinámicas de datos, una de las ventajas del **PASCAL**, no se utilizaron en este trabajo debido a lo engorroso que resultaba conectar convenientemente los árboles de las tres fases.

Por otra parte, el **PASCAL** es un estándar de la Universidad Católica, por lo que todo futuro usuario de esta universidad tiene al menos nociones mínimas del lenguaje.

Otra ventaja es que el **PASCAL** es un lenguaje conocido y altamente estandarizado, lo que facilita el transporte a otros computadores y a microcomputadores.

Este último hecho es muy importante ya que el grueso de las aplicaciones futuras se ven posibles en microcomputadores.

4.3.3 DESCRIPCION DEL ALGORITMO

El algoritmo consta fundamentalmente de tres bloques:

- 1.- entrada de parámetros, topología de red y cargas
- 2.- proceso iterativo
- 3.- impresión de resultados

En la figura 4.2 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo. La documentación detallada de los formatos de entrada y salida y de las principales

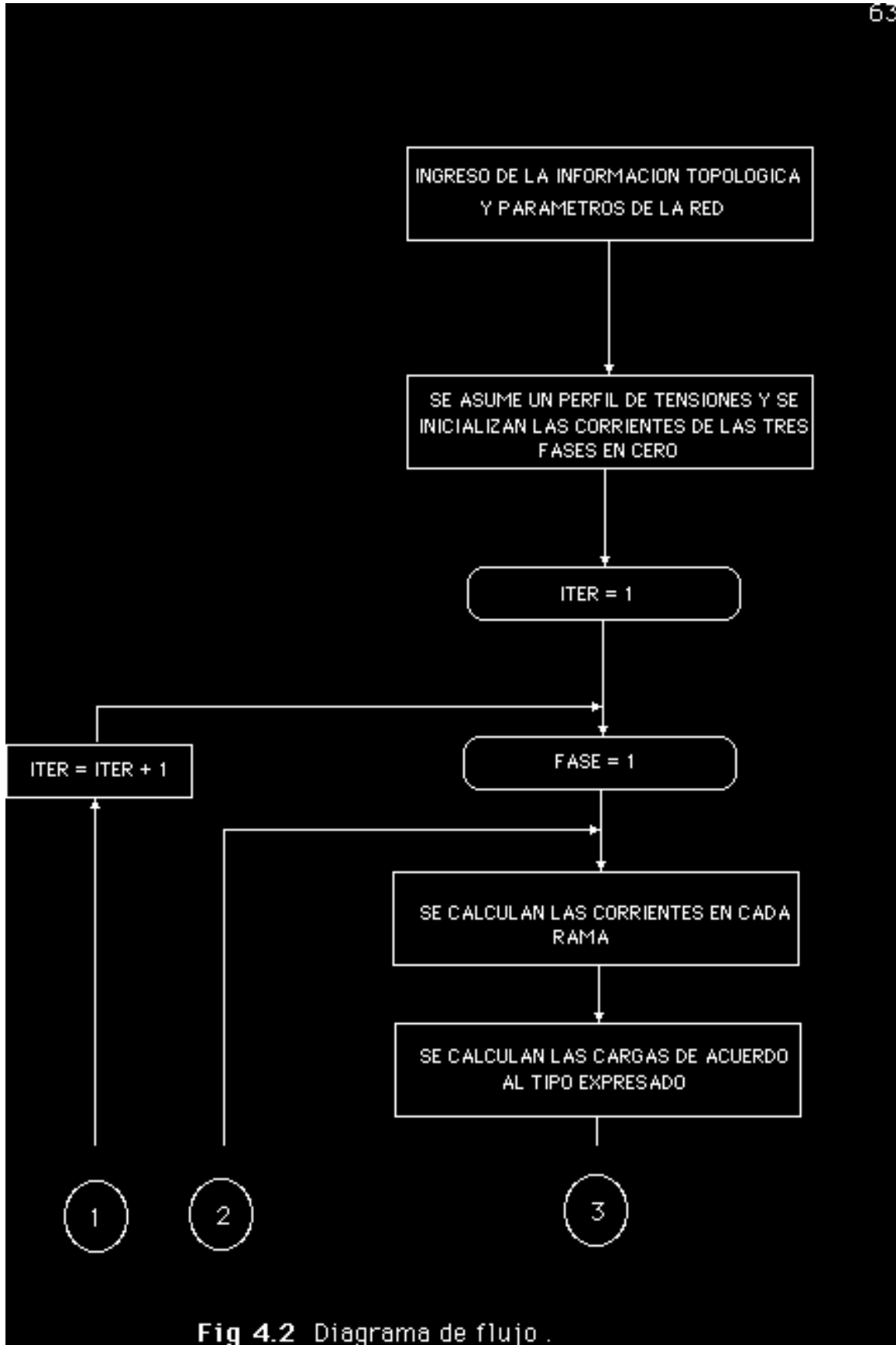


Fig 4.2 Diagrama de flujo .

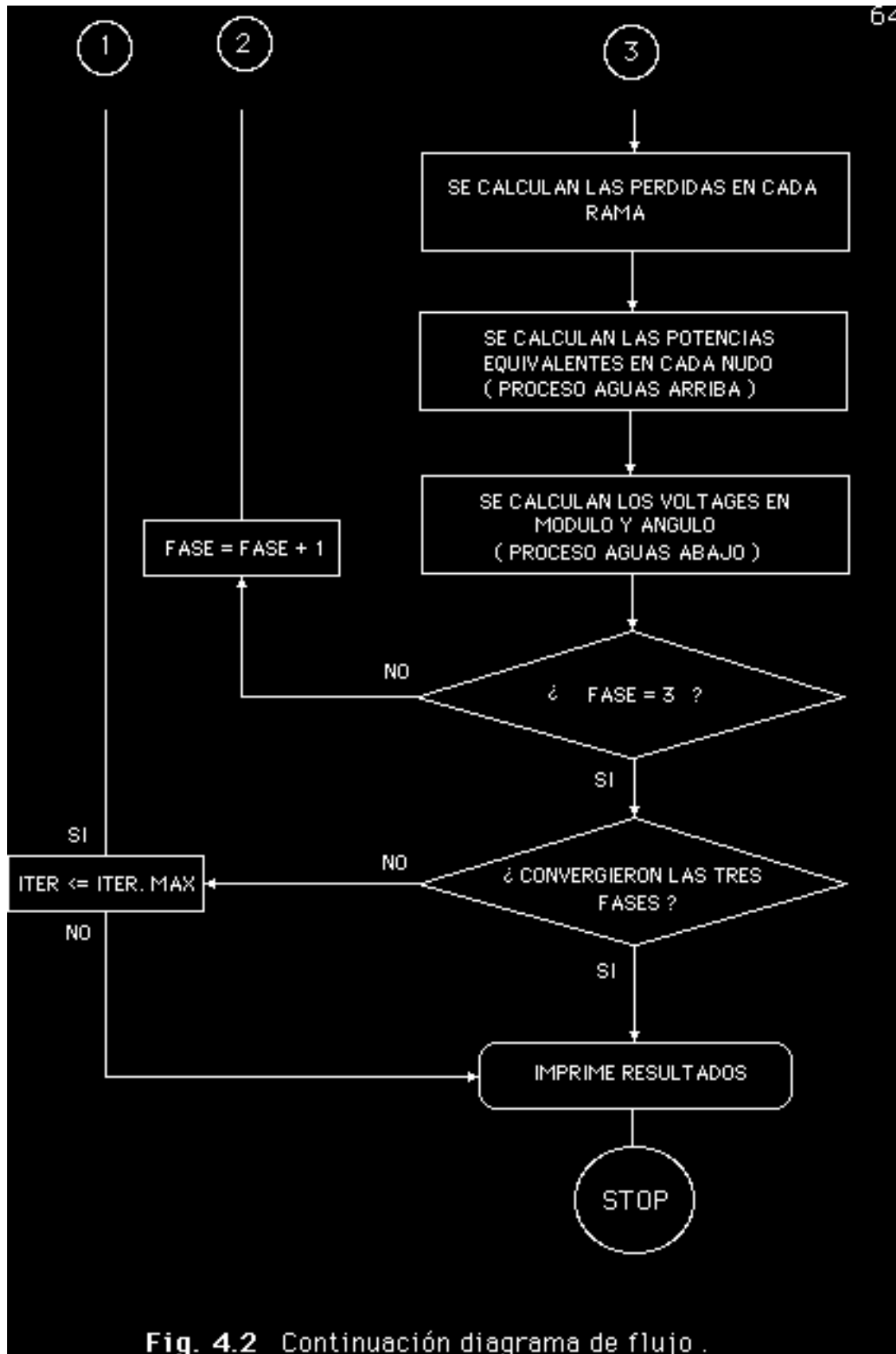


Fig. 4.2 Continuación diagrama de flujo .

4.3.3.1 INGRESO DE PARAMETROS, DATOS TOPOLOGICOS Y CARGAS

El ingreso de los parámetros de análisis del sistema puede hacerse por pantalla o por archivo. Los parámetros que deben ingresarse son los siguientes (entre paréntesis se indica el valor que se supone en el caso que no se ingrese dato):

- tolerancia módulo del voltaje (10^{-4})
- tolerancia ángulo del voltaje (10^{-4})
- potencia base en KVA (10.000 kVA)
- voltaje base fase neutro en M.T., en K.V (8544 K.V)
- voltaje base en p.u de la subestación (1 p.u)
- factor de carga activa (1)
- factor de carga reactivo (1)
- máximo número de iteraciones (20)

El ingreso de la topología de la red y de las cargas se hace exclusivamente vía archivo de entrada. En este archivo deben especificarse en primer lugar los datos topológicos. Debe especificarse para cada nudo la siguiente información :

- nudo inferior, número del menor nudo que se relaciona topológicamente con el nudo en cuestión aguas abajo,
- nudo superior, número del mayor nudo que se relaciona topológicamente con el nudo en cuestión aguas abajo,
- impedancias propias y mutuas de la línea en ohm/km (aquí el programa posee la alternativa de hacer uso, a través de un código de una lista de registros en la cual aparecen estos valores para varios tipos de cable, considerando la existencia o no de retornos por tierra.
 - largo de la línea en km,
 - impedancia serie de los transformadores (en p.u base propia),
 - capacidad nominal de los transformadores en kVA,
 - voltaje nominal de los transformadores de M.T. (los kV en el primario),
 - potencia reactiva shunt en kVA_r (con signo positivo, si es una inyección),

En seguida se ingresa la información correspondiente a las cargas. Se deben especificar para cada nudo los siguientes datos:

- potencia trifásica activa (kW) y reactiva (kVAr),
- tipo de carga: constante, residencial, comercial o industrial,
- factores de desequilibrio, factores en que se reparte la carga en las tres fases.

4.3.3.2 PROCESO ITERATIVO

En este bloque se asumen valores iniciales para las tensiones del sistema (lo que se denominará perfil de tensión inicial). Se ejecutan primeramente el proceso aguas arriba y luego el proceso aguas abajo. Del proceso aguas abajo se obtiene un nuevo perfil de tensiones para la próxima iteración. Ambos procesos se efectúan consecutivamente para las tres fases y se termina la iteración chequeando la convergencia en la tensión (ver figura 4.2) .

En primer lugar se asumen tensiones con módulos 1 en p.u y ángulos 0° , 240° y 120° en las fases uno, dos y tres respectivamente, además las corrientes en cada rama trifásica se suponen nulas para las tres fases (se hace necesario este supuesto por la inclusión de los acoplamientos entre las fases). Luego, con esas tensiones se evalúan las corrientes en cada rama; las cargas en cada nudo (dependiendo del tipo de carga que se haya especificado) y las pérdidas. Posteriormente en el proceso aguas arriba se calculan las potencias equivalentes en cada nudo.

En el proceso aguas abajo y recurriendo a las ecuaciones desarrolladas anteriormente, se obtienen nuevos valores para el voltaje (en módulo y ángulo). Estos nuevos valores son los que se usarán en la iteración siguiente.

Una vez realizados estos dos procesos , en una misma iteración, se chequea convergencia de voltajes (en módulo y ángulo) para las tres fases.

4.3.3 IMPRESION DE RESULTADOS

Finalmente, terminado el proceso iterativo (una vez lograda la convergencia) se imprimen directamente los resultados de voltajes, flujos de potencia y pérdidas en las ramas, en un archivo de salida (SAL.DAT). Esto se hace directamente pues, los flujos de potencia fueron anteriormente calculados en el proceso iterativo.

4.3.4 NUMERACION DE LOS NUDOS DE LA RED

La numeración utilizada es sólo factible de realizar exclusivamente en una red de topología radial.

En primer lugar se divide la red en estratos (ver figura 4.3). Estos estratos se numeran ascendientemente aguas abajo partiendo del nudo principal o subestación. A este nudo se le asigna el numero uno. Luego se identifican los nudos cuyas ramas pertenecen a un estrato determinado y se numeran ascendientemente. La numeración en uno de los estratos empieza sólo después que todos los nudos del estrato previo han sido numerados.

Por otro lado en este algoritmo computacional la rama se identifica con el número del nudo que la limita aguas abajo.

Considerando que la red es trifásica el proceso de numeración en un estrato determinado debe contemplar la existencia de nudos en las tres fases, es decir, basta que un nudo exista en una de las fases para que sea tomado en cuenta en la numeración de la red.

Con la finalidad de introducir la impedancia de dispersión de los transformadores de distribución, éstos se representarán por dos nudos. El primero de éstos representa al primario del transformador y el otro al secundario. En este caso la rama definida por ambos nudos tiene como impedancia a la impedancia de dispersión del transformador que se modele. Esta rama se identifica con el número del nudo que representa al secundario. La carga del transformador se supone concentrada en el secundario de éste.

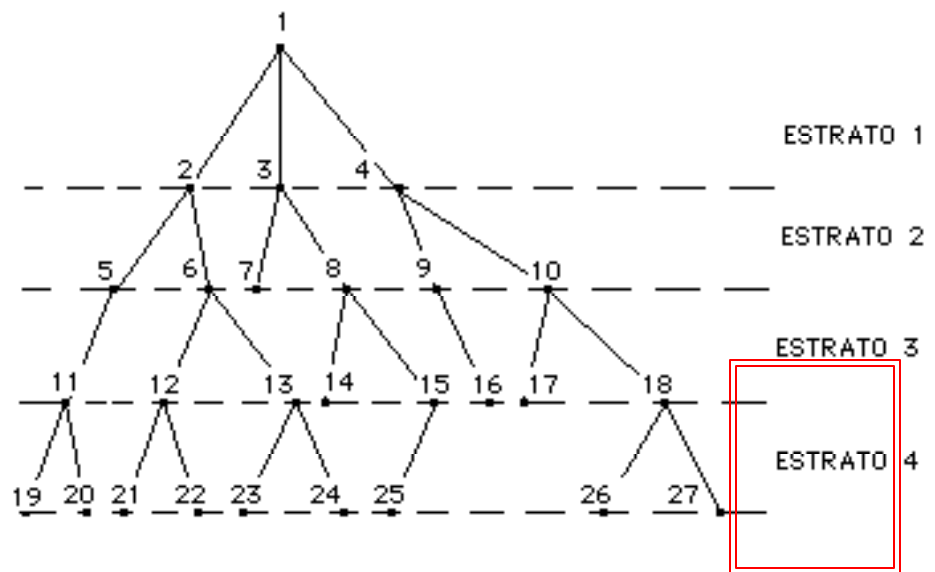


Fig. 4.3 Numeración de los nudos en una red radial.

CAPITULO V

APLICACIONES A SISTEMAS REALES DE DISTRIBUCION E INFORMACION COMPUTACIONAL

5.1 RESUMEN

En la primera parte de este capítulo se presentan los resultados que se obtuvieron de la aplicación del programa de flujo de potencia trifásico, propuesto en este trabajo, sobre sistemas reales de distribución. Los sistemas estudiados pertenecen a:

- Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica de Viña del Mar **(CONAFE)**.
- Compañía General de Electricidad Industrial **(CGEI)**.

El primero de estos estudios corresponde a una comparación con los resultados entregados por R. Rojas, en un trabajo efectuado en Agosto de 1987 sobre flujo de potencia trifásico en distribución [11].

El segundo estudio analiza el sistema CGEI y contiene un análisis detallado de los resultados entregados por el programa. La finalidad de este análisis es mostrar las distintas facilidades que permite la salida del programa.

En la segunda parte de este capítulo se presenta la información de tipo computacional del programa propuesto. Se informa sobre los requerimientos de memoria y tiempos de CPU. También se informa sobre las aplicaciones en microcomputadores. Además se entrega un análisis sobre la característica de convergencia del programa.

5.2 SISTEMA CONAFE

El estudio comparativo se centró sobre el alimentador Limache-El Salto.

Este alimentador cuenta con 84 nudos, todos trifásicos. A cada transformador de distribución le corresponden dos nudos, uno en el primario y el otro en el secundario. En el nudo que representa el secundario se concentra la carga del transformador. Esta aproximación se hace debido a las limitaciones de datos, pues, en estos sistemas la información con que se cuenta decrece conforme disminuye el nivel de tensión.

La distribución en M.T. se hace en el nivel de 12.5 kV.

Obviamente las suposiciones hechas fueron las mismas que en [11]. El factor de carga se fijó en 0.6 y el factor de potencia en 0.9 para todas las cargas. Además se supuso factores de desequilibrio de 0.37, 0.33 y 0.30 para las fases uno, dos y tres respectivamente.

En la figura 5.1 se muestra un mapa eléctrico del alimentador. El alimentador cuenta además con retornos por tierra en el nivel de M.T.

Con estos supuestos y con la información topológica y de cargas del sistema obtenidos de [11] se ejecutó el programa de flujo de carga trifásico obteniéndose convergencia en la octava iteración.

5.2.1 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

La comparación efectuada con el estudio hecho en [11] tomó en cuenta; el voltaje, en módulo y ángulo, de cada nudo; la potencia total transmitida desde la subestación al alimentador y las pérdidas del sistema. Las comparaciones se hicieron en las tres fases.

Con respecto a los módulos en p.u de los voltajes, éstos coincidieron hasta el segundo decimal en todos los nudos. La máxima caída de tensión se obtuvo en el nudo 76 con 0,93 en la fase uno y 0,96 en las fases restantes.

En general los ángulos de los voltajes coincidieron hasta el primer decimal. El máximo desfase se obtuvo para las tres fases también en el nudo 76. Los

desfases fueron de: -3.70° para la fase uno (medidos con respecto a 0°); -3.27° para la fase dos (respecto de 240°) y -2.57 para la fase tres (respecto de 120°).

Es en los flujos de potencia en donde se obtuvieron las máximas diferencias. En la tabla V-1 se muestran las potencias, activas y reactivas, transmitidas desde la subestación, resultantes para cada estudio. Se aprecia que la máxima diferencia se obtiene en la potencia reactiva transmitida a la fase dos (16 %).

En la tabla V-2 se muestra el total de pérdidas de potencia activa y reactiva y los respectivos porcentajes que éstas significan con respecto al total de potencia transmitida resultante para cada estudio. Debe destacarse el hecho de que estos porcentajes de pérdidas de potencia son bastante próximos. Esto es significativo pues para el común de los sistemas de distribución estos porcentajes bordean los valores presentados en la tabla V-2.

FASE	POT. ACTIVA (KW)			POT. REACTIVA (KVAR)		
	Suma de Potencias	Ref. [11]	Dif %	Suma de Potencias	Ref. [11]	Dif %
1	3018.6	3330.1	9.3	1320.3	1562.4	15.5
2	2650.9	2970.9	10.7	1114.5	1326.8	16.0
3	2425.9	2713.5	11.0	969.0	1158.4	16.3
Total	8095.4	9014.5	10.0	3403.8	4047.6	15.9

Tabla V-1 Potencias totales.

	PER ACT (KW)		PER REAC (KVAR)	
	Suma de Potencias	Ref. [11]	Suma de Potencias	Ref. [11]
Total	197.4	222.6	498.5	569.3
%	2.4	2.5	14.6	13.0

Tabla V-2 Perdidas totales y porcentajes.

5.2.2 CONCLUSIONES

En general los resultados del estudio comparativo fueron bastante positivos, pues, las principales variables de interés, módulo y ángulo de los voltajes y porcentajes de pérdidas de potencia, coincidieron ampliamente.

Cabe señalar que los resultados obtenidos por [11] fueron confirmados como buenos por CONAFE, comparando exclusivamente la variable de interés para la empresa, esto es el módulo del voltaje.

Por otro lado, los resultados obtenidos con el programa propuesto cumplieron satisfactoriamente con las leyes de corriente y de voltaje de Kirchoff. Dichas leyes se cumplieron hasta el cuarto decimal (esa fue la tolerancia que se fijó para la convergencia).

Las diferencias obtenidas pueden deberse a las siguientes causas:

- Problemas de exactitud en el procesamiento de datos.
- La tolerancia en el cuarto decimal del voltaje puede provocar inexactitudes del orden de algunos Watt.
- Posibles diferencias en las cargas utilizadas. En [11] no está lo suficientemente clara esta información.

De lo anterior se concluye que la solución presentada, utilizando el programa de flujo de potencia trifásico propuesto en este trabajo, al sistema CONAFE es altamente correcta.

5.3 SISTEMA CGEI

El sistema estudiado corresponde a una típica red de distribución urbano-rural de CGEI. La subestación estudiada cuenta con cuatro alimentadores. De ellos se escogió el alimentador número dos. La figura 5.2 muestra el mapa eléctrico del sistema.

En esta red la CGEI compra energía en el nivel de 66 kV. Un transformador

de poder de 10 MVA baja la tensión a 15 kV, nivel en el que se distribuye en M.T. Este permite regular automáticamente el voltaje en barras de M.T. de la subestación, de tal modo, que dependiente del nivel de carga la tensión se mantenga en el rango de 1 a 1,05 en p.u.

El alimentador número dos cuenta con 75 barras (nudos) y es de topología radial. La mayoría de las cargas son trifásicas, exceptuando cinco que son de naturaleza bifásica. De igual modo que en el estudio anterior a cada transformador de distribución le corresponden dos nudos, situándose la carga en el nudo correspondiente al secundario. Los transformadores trifásicos bajan la tensión a 400 volt (fase-fase) para distribución trifásica en B.T.. Los transformadores monofásicos, utilizados en las conexiones bifásicas, bajan la tensión a 231 volt fase-neutro para la distribución monofásica en B.T..

El alimentador no posee retornos por tierra en M.T..

El alimentador cuenta con cargas de tipo residencial y agroindustrial (frigoríficos, cámaras de almacenamiento, "packings", etc).

Por otra parte, el alimentador posee compensación shunt en el nudo o barra 48.

Con el objeto de mostrar las facilidades que ofrece la salida del programa para los distintos análisis que requieran las empresas distribuidoras, el estudio se dividió en dos partes:

- Análisis del caso base.
- otras alternativas de estudio.

En la primera parte se analiza el sistema para un determinado nivel de demanda (para este caso la máxima demanda) . Se analiza el perfil de tensiones, factor de potencia, pérdidas, etc.

En la segunda parte, se incluyen estudios que involucran la dependencia de las pérdidas con el factor de carga y con la ubicación de la compensación shunt.

Se muestra la variación del perfil de tensión con las distintas localizaciones del banco de condensadores "shunt". Se incluyen tablas y gráficas.

5.3.1 ANALISIS DEL CASO BASE

5.3.1.1 PRINCIPALES SUPUESTOS

El análisis se centró en el momento de máxima demanda del alimentador dos. Para dicho momento el alimentador exige una potencia aparente de 1819 kVA.

Las cargas residenciales se supusieron independientes de las variaciones de voltaje y con un factor de potencia de 0.9 (mismo valor utilizado en el estudio CONAFE). De igual modo las cargas agroindustriales también se supusieron constantes y con un factor de potencia de 0.85 (recomendación de CGEI).

Con la información de la demanda máxima se determinó el factor de carga del alimentador en 0.4.

Los porcentajes de desequilibrio de las cargas se fijaron en 37%, 33% y 30% para las fases uno, dos y tres respectivamente. Para las cargas bifásicas se supusieron factores del 50% para ambas fases comprometidas.

Bajo los supuestos anteriores y con los datos topológicos y de cargas facilitados por la CGEI para el alimentador dos, se ejecutó el programa de flujo de potencia trifásico propuesto. El programa convergió a la tercera iteración. El siguiente análisis está basado íntegramente en los resultados entregados por la ejecución.

Los listados de los archivos de entrada y de salida se incluyen en el **ANEXO C**.

5.3.1.2 RESULTADOS DE VOLTAJES

Una de las principales preocupaciones de las compañías de distribución es mantener el nivel de voltaje dentro de un determinado rango. Esto es así, pues, un aumento del nivel de voltaje por sobre el valor nominal reduce la vida útil de los aparatos eléctricos. Por el contrario, una disminución redundaría en una reducción

de los niveles de iluminación; reducción en la intensidad de la imagen de los aparatos de TV; dificultad en la partida de motores; etc. La ley exige que los consumidores reciban un voltaje dentro de una banda de $\pm 7.5 \%$ del voltaje nominal en B.T.. Sin embargo, la caída de tensión en las líneas de M.T. en distribución puede ser manejada por las empresas distribuidoras, de modo que es aceptable una variación de voltaje en dichas líneas de $+ 5 \%$ y $- 8 \%$. Esto, considerando que la variación puede ser compensada mediante la actuación del cambiador de derivación de los transformadores de poder, bancos de condensadores en las líneas de M.T. y la adecuada elección de los "taps" de los transformadores de distribución MT/BT que poseen cambiadores manuales de derivación sin carga. Todo ésto en conjunto posibilita que el consumidor reciba un voltaje regulado dentro de la banda de $\pm 7.5 \%$.

De los resultados obtenidos se aprecia que el voltaje cae conforme el nudo se aleja de la subestación (nudo 1), ver figura 5.3. El mínimo valor de voltaje se obtiene en el nudo 74. En la tabla V-3 se indica este valor de voltaje para las tres fases, en el lado de M.T. (nudo 71) y en el lado de B.T. (nudo 74). Además se indican los correspondientes desfases medidos con respecto a 0° , 240° y 120° para las fases uno, dos y tres respectivamente.

FASE	VOLTAJE (p.u)		ANGULO ($^\circ$)	
	M.T 71	B.T 74	M.T 71	B.T 74
1	0.937	0.930	0.02	-0.77
2	0.949	0.942	-0.11	-0.80
3	0.953	0.947	-0.26	-0.89

Tabla V-3 Máximas caídas de tensión con sus respectivos ángulos.

De la tabla V-3 se aprecia que la máxima caída de tensión para la línea de M.T. es de 6.3% lo que se encuentran dentro del rango aceptable de -8% .

En la figura 5.3 se muestra el perfil de tensiones para las tres fases. Se aprecian pequeños desequilibrios. Los menores voltajes se encuentran en la fase uno. Esto es causa directa de suponer la fase uno como la más cargada.

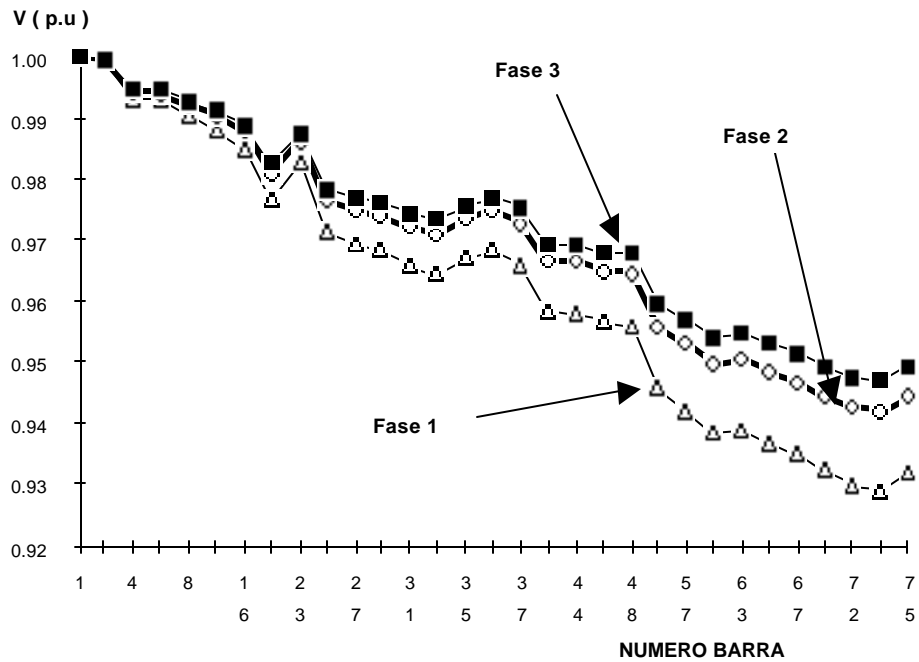


Fig. 5.3 Perfiles de tensión.

5.3.1.3 RESULTADOS DE PERDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia activa y reactiva son otro factor que preocupa a las empresas de distribución. En general para los sistemas de distribución los porcentajes de pérdidas activas no sobrepasan el 5%.

Las pérdidas pueden considerarse como:

- Pérdidas en la impedancia serie de los transformadores de distribución.
- Pérdidas en el hierro de los transformadores de distribución.
- Pérdidas en las líneas.

En la tabla V-4 se indican los totales de potencia activa y reactiva transmitidos al alimentador desde la subestación. También se incluyen las pérdidas en el alimentador.

FASE	POTENCIA TRANSMITIDA		PERDIDAS	
	ACTIVA KW	REACTIVA KVAR	ACTIVA KW	REACTIVA KVAR
1	610.52	215.36	26.11	22.83
2	541.02	174.22	19.92	18.79
3	491.63	144.93	17.35	16.96
Total	1643.17	534.51	63.38	58.58

Tabla V-4 Potencias y pérdidas totales.

En la tabla V-5 se muestra el desglose de estas pérdidas.

TIPO DE PERDIDA	PERDIDAS	
	ACTIVA KW	REACTIVA KVAR
IMP. SERIE TRAF0	0.00	24.81
FIERRO DEL TRAF0	15.15	14.02
LINEAS	48.23	19.75
TOTAL	63.38	58.58

Tabla V-5 Desglose de las pérdidas.

En la tabla V-6 se indican los porcentajes representativos de las pérdidas. Estos están referidos al total de potencia activa o reactiva, según sea el caso, transmitida desde la subestación. Se aprecia que el porcentaje de potencia activa está dentro del rango del 5% esperado (3.86%).

Finalmente de la tabla V-4 se puede apreciar que el sistema opera para las condiciones de máxima demanda (factor de carga activo y reactivo de 0.4) con un factor de potencia de 0.95.

TIPO DE PERDIDA	% PERDIDAS	
	ACTIVA %	REACTIVA %
IMP. SERIE TRAF0	0.0	42.0
FIERRO DEL TRAF0	24.0	24.0
LINEAS	76.0	34.0
% c/r al total de potencia Tx	3.86	10.95

Tabla V-6 Porcentajes que representan las pérdidas.

5.3.2 OTROS ESTUDIOS

Como ya se indicó previamente, en este apartado se busca esbozar los múltiples estudios que se pueden desarrollar utilizando el programa de flujo de potencia trifásico propuesto. Algunos de estos estudios son:

- Variación de las pérdidas con el factor de carga.
- Variación de las pérdidas y del perfil de tensión con la localización del banco de condensadores.

5.3.2.1 VARIACION DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA CON EL NIVEL DE CARGA

En las figuras 5.4 y 5.5 se muestra un gráfico que esboza la variación de los distintos tipos de pérdidas de potencia activa y reactiva con el nivel de carga del alimentador. La figura 5.4 se refiere a las pérdidas de potencia activa y la figura 5.5 a las reactivas.

Se aprecia que las pérdidas totales se componen de una componente constante y de una cuadrática.

Por su parte, la componente constante viene de las pérdidas en el hierro de los transformadores de distribución, las que dependen exclusivamente de las diferencias de los voltajes con respecto al valor nominal.

La componente cuadrática, en cambio, responde a la relación $Z \cdot I^2$, característica de las líneas e impedancia serie de los transformadores.

Se aprecia además que las pérdidas de potencia activa más significativas corresponden a las que ocurren en las líneas. Esto se hace más evidente conforme aumenta el nivel de carga en el alimentador.

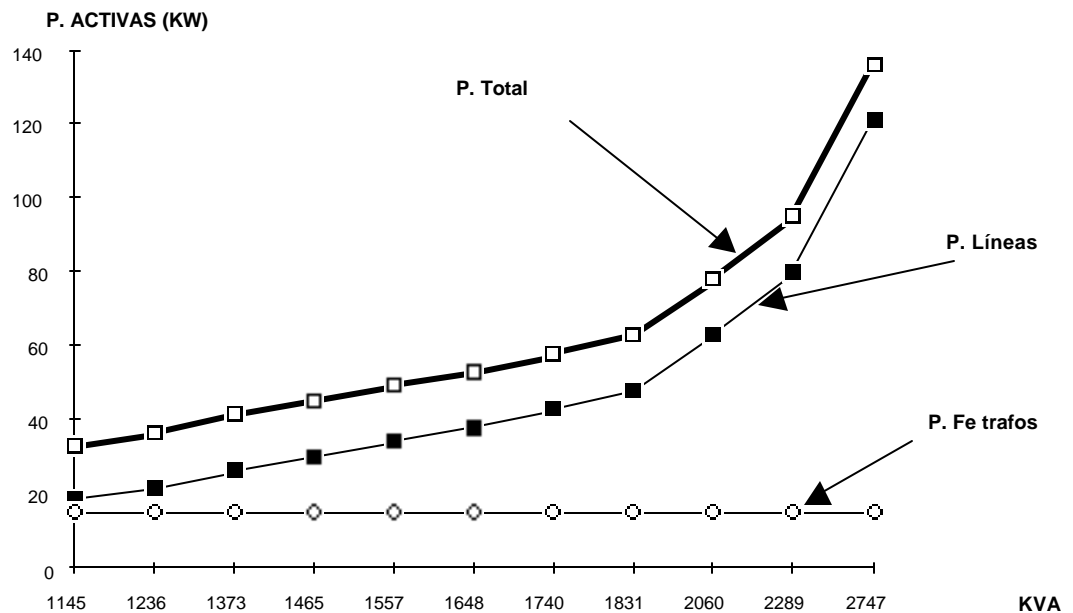


Fig. 5.4 Pérdidas activas vs nivel de carga.

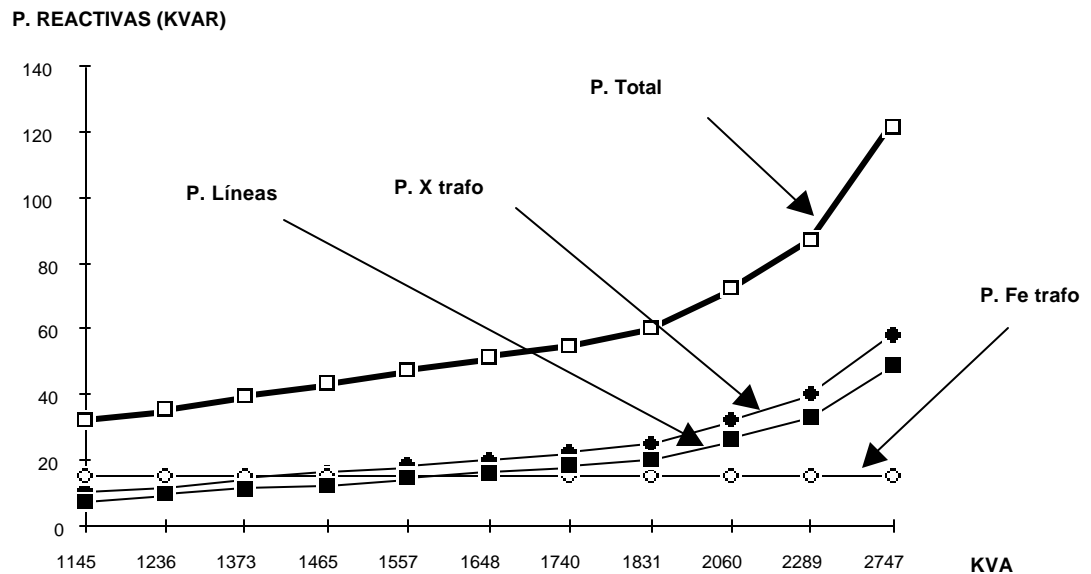


Fig. 5.5 Pérdidas reactivas vs nivel de carga.

5.3.2.2 LOCALIZACION DE BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT

En el estudio del sistema CGEI se vieron diferentes posibilidades de localización de bancos de condensadores shunt. Las alternativas fueron:

Caso 1: Sin compensación shunt.

Caso 2: Banco de condensadores en la barra 48 de 450 kVA trifásicos (caso base).

Caso 3: Banco de condensadores en las barras 48 y 73 de 450 kVA trifásicos cada uno.

Caso 4: Banco de condensadores en las barras 48 y 50 de 450 kVA trifásicos cada uno.

Con el propósito de ver los efectos sobre el sistema de las distintas localizaciones de la compensación shunt, se estudió el efecto sobre las pérdidas activas y sobre el perfil de tensión. La figura 5.6 muestra las pérdidas de potencia activa totales del sistema para distintos niveles de carga en los cuatro casos anteriores.

En la figura 5.6 se observa que para niveles bajos de carga (factores de carga menores que 0.27) los casos que presentan compensación shunt poseen mayores pérdidas activas que el caso sin compensación shunt, este hecho puede

parecer extraño. Sin embargo se explica, pues, para estos niveles de carga la compensación shunt eleva demasiado el perfil de tensión (en muchas barras la tensión excede el 1 en p.u). Como consecuencia las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución, que dependen exclusivamente del módulo del voltaje, se hacen significativas, preponderando por sobre las pérdidas en las líneas e impedancia serie de los transformadores en niveles de carga bajos.

En la figura 5.7 se muestra el perfil de tensión de la fase uno para los cuatro casos en estudio. Se observa que el perfil de tensión mejora, con respecto al caso sin compensación shunt, para las tres localizaciones de reactivos. No obstante esto, es en el caso cuatro (compensación en barras 48 y 50) en donde se logra el perfil de tensión más elevado.

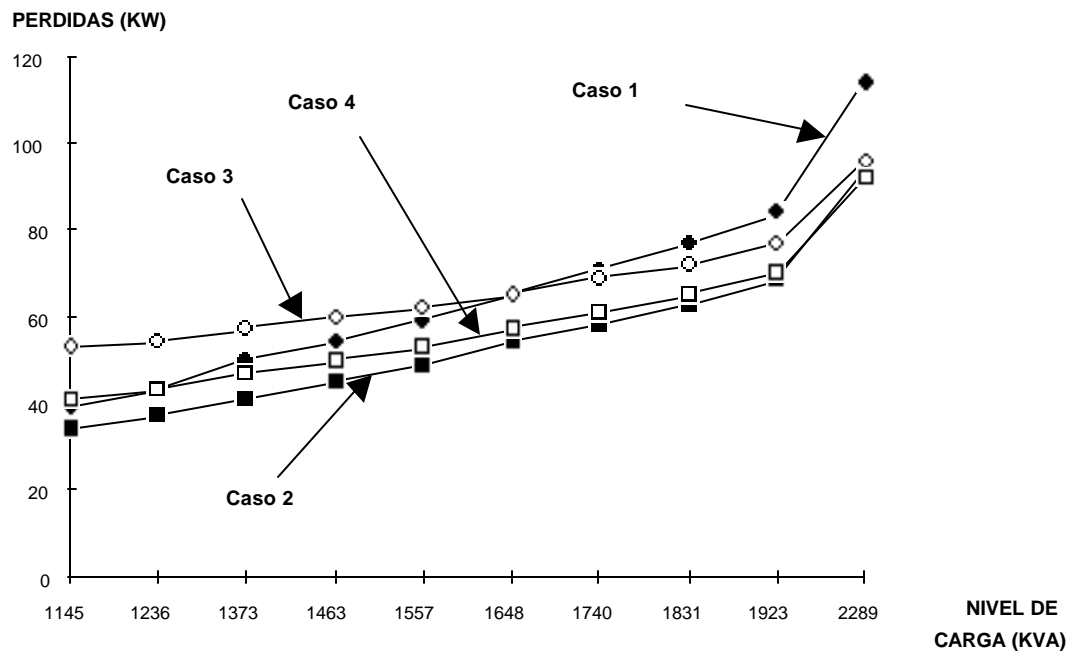


Fig. 5.6 Pérdidas activas vs nivel de carga.

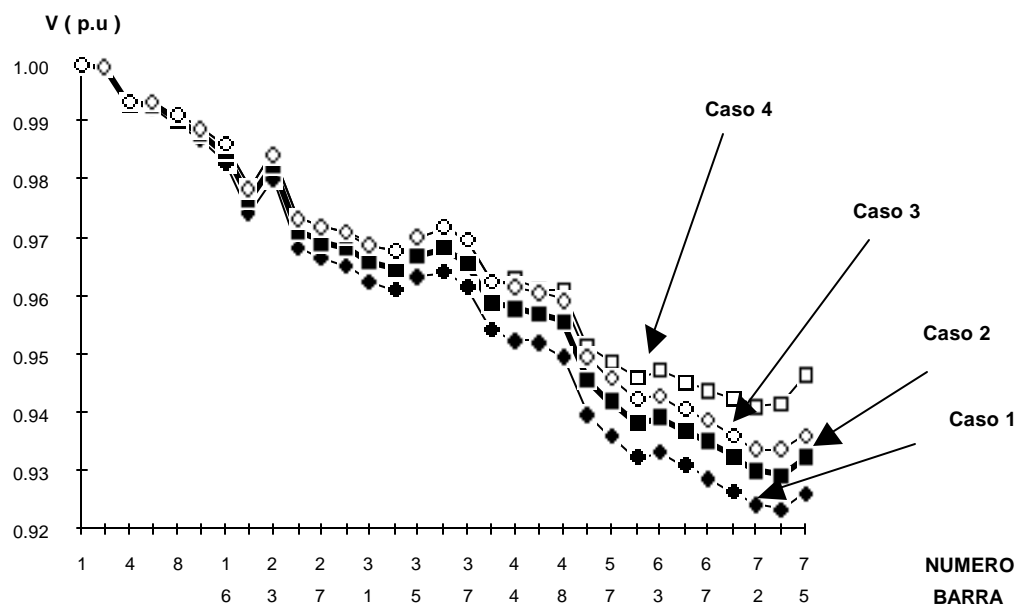


Fig. 5.7 Perfiles de voltaje.

5.3.3 CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

Para el caso base, en el alimentador estudiado la tensión decrece progresivamente, como es de esperar, mientras más lejana se encuentra la barra de la subestación. Además, la tensión de la línea de M.T. se mantiene dentro del rango aceptable de +5% y -8%, lo cual es significativamente bueno considerando que se está frente a la máxima demanda del sistema. También se obtuvieron leves desequilibrios entre las fases (ver figura 5.3). El máximo desequilibrio en el módulo del voltaje se alcanza en el nudo 72 y es de 0.14 en p.u, entre las fases uno y dos.

Con respecto a las pérdidas activas, se obtienen resultados similares, pues, éstas se encuentran dentro del rango razonable del 5% (3.9%).

De acuerdo a los niveles de pérdidas, 3.9% en pérdidas activas y 11% en pérdidas reactivas, se desprende que en condiciones de valor máximo de carga el factor de carga del alimentador es bajo.

Por otro lado el factor de potencia del sistema es de 0.95 y corresponde a aquel que se vería desde la subestación (nudo1) aguas abajo. Este valor también se acerca al medido por CGEI, comunmente superior a 0.90.

Con respecto al incremento de las pérdidas con el aumento de la carga (figura 5.4), éste es de esperar, pues, con el incremento del nivel de carga los niveles de corriente en las líneas aumentan y en consecuencia también las pérdidas, por su dependencia cuadrática de la corriente.

Respecto a la compensación "shunt", es necesario indicar en forma general los beneficios que ella conlleva:

1.- Beneficios debido a la capacidad liberada en la subestación. Puesto que se requiere inyectar una menor cantidad de potencia reactiva al alimentador, los transformadores de potencia ubicados en la subestación se ven liberados en un cierto margen.

2.- Beneficios debido a la capacidad liberada en el alimentador. Existen menores exigencias térmicas sobre las líneas, debido a una reducción en las corrientes. Como resultado se dispone de una mayor capacidad de transmisión de potencia.

3.- Beneficios debido a la mejora del perfil de tensión. Mejor servicio al cliente.

4.- Beneficios debido a la mejora del factor de potencia (usualmente mayor o igual a 0.90). Se debe tener presente que un factor de potencia medio mensual inferior a 0.85, medido en el alimentador general de la subestación AT/MT, obliga a la empresa de distribución a pagar una multa a la empresa que suministra la energía en A.T. (ENDESA en el caso de CGEI). Por lo tanto, es necesario mantener un buen factor de potencia en cada uno de los circuitos de M.T.

Los beneficios (1) y (2) se obtienen en forma implícita en los tres casos de compensación estudiados.

Por otra parte si está en el caso base, compensación en la barra 48, y se propone como objetivo mejorar el perfil de tensión del alimentador, de las dos alternativas propuestas: ubicar un banco de condensadores extra en la barra 73 (caso 3) o en la barra 50 (caso 4), sin duda la mejor alternativa es la segunda. En efecto, el mejor perfil de tensión se obtiene ubicando un banco de condensadores extra en la barra 50 (ver figura 5.7).

5.4 INFORMACION COMPUTACIONAL

El programa computacional de flujo de potencia trifásico fue escrito en PASCAL y se ejecutó en el computador VAX 8600 de la U.C y en el microcomputador IBM P.C A.T, esto último con las mínimas modificaciones. En ambas ejecuciones se obtuvieron buenos e idénticos resultados. A continuación se informa sobre los requerimientos de memoria en ambos computadores. Además se analiza la característica de convergencia del programa para distintos factores de carga de los sistema CGEI y CONAFE. Se indican también los tiempos de CPU requeridos en el VAX 8600.

5.4.1 REQUERIMIENTOS DE MEMORIA

La tabla V-7 indica los requerimientos de memoria para ambos computadores en el caso base de CGEI (75 barras trifásicas).

Como puede observarse los requerimientos de memoria no son excesivos, de tal modo que el programa puede perfectanente aplicarse en microcomputadores que no posean disco duro.

TIPO DE ARCHIVO	MEMORIA	
	VAX 8600 KBYTES	IBM PC AT KBYTES
Archivo de datos	32.0	18.0
Archivo de salida	64.0	65.0
Programa para ejecución (.EXE)	39.0	42.0
Total ejecución	135.0	125.0
Programa (.PAS)	48.0	40.0

Tabla V-7 Requerimientos de memoria.

5.4.2 CARACTERISTICA DE CONVERGENCIA Y TIEMPOS DE CPU

Con el objeto de constatar la característica de convergencia y los tiempos de CPU requeridos por el programa, éste se ejecutó para varios factores de carga del sistema CGEI (con 75 barras trifásicas) y del sistema CONAFE (con 84 barras trifásicas). Los reportes corresponden a la ejecución en el computador VAX 8600.

En la tabla V-8 se indican el número de iteraciones y el tiempo de CPU requeridos para la convergencia final en ambos sistemas.

Se observa que el número de iteraciones se incrementa conforme aumenta el factor de carga del sistema.

El programa convergió para todos los casos estudiados, salvo para el caso de CGEI con factor de carga 2.

En general, se puede decir que la característica de convergencia del programa es bastante buena, tomando en cuenta que rara vez el factor de carga de un sistema sobrepasa la unidad.

Con respecto a los tiempos de CPU requeridos, no pueden hacerse

mayores comparaciones, pues, en los documentos que tratan el tema, en general, no aparece mayor información.

Con respecto a la aplicación en el IBM PC AT se ejecutó sólo la aplicación del caso base de CGEI (factor de carga de 0.4). El tiempo de ejecución fue de aproximadamente 1': 30". Este tiempo incluye lectura desde el archivo de entrada y ejecución. Si además se incluye la creación del archivo de salida el tiempo es de 1': 50 ".

Factor de carga	Numero de iteraciones		Tiempo de CPU (s)	
	CGEI	CONAFE	CGEI	CONAFE
0.4	3	7	10.30	23.72
0.5	4	8	14.21	27.68
0.6	4	8	14.76	27.69
0.7	5	8	16.20	27.97
0.8	5	9	16.45	30.05
0.9	5	9	16.50	30.10
1.0	6	9	19.06	30.42
1.2	7	9	21.09	30.47
1.5	10	11	29.04	37.64
2.0	no converge	17	—	55.13

Tabla V-8 Numero de iteraciones y tiempo de CPU.

Además se incluyen las figuras 5.8 y 5.9, ambas basadas en la tabla V-8. En la figura 5.8 se grafica el número de iteraciones necesario para que el programa converja como función del factor de carga del alimentador. En la figura 5.9 se grafica el tiempo de CPU que toma en converger el programa también como función del factor de carga.

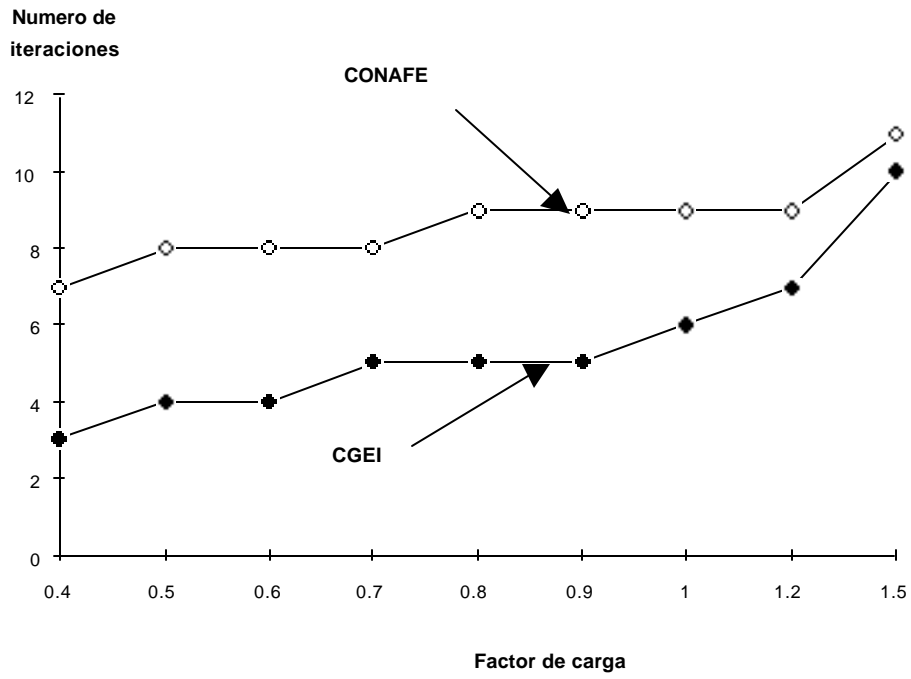


Fig 5.8 Iteraciones vs factor de carga.

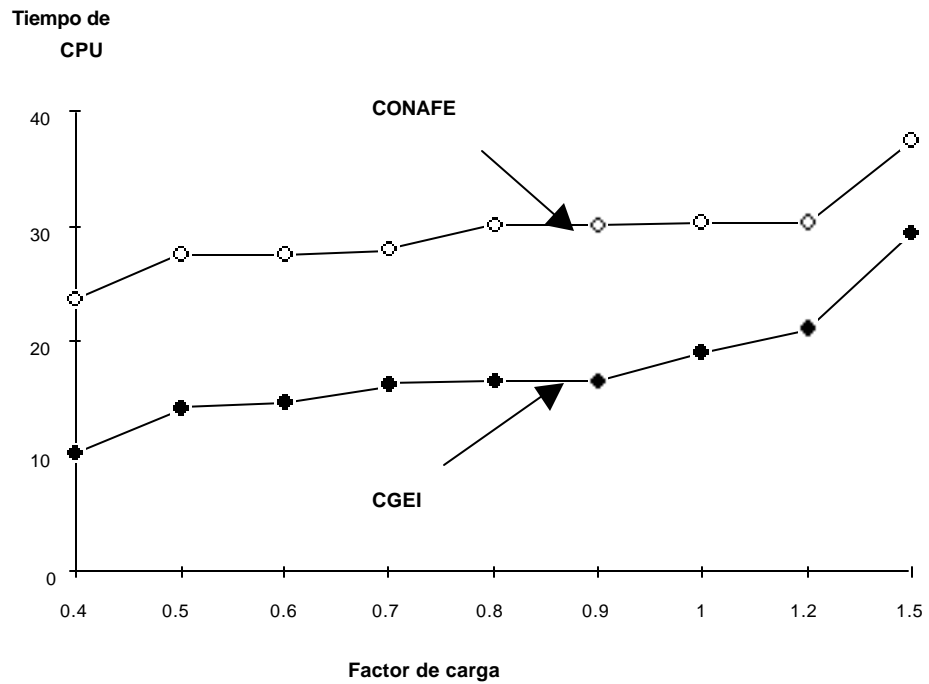


Fig. 5.9 Tiempo de CPU vs factor de carga.



CAPITULO VI

CONCLUSIONES GENERALES Y COMENTARIOS

6.1 INTRODUCCION

La intención que motivó este trabajo, fue construir una eficaz herramienta de análisis para sistemas eléctricos de distribución, que contemplase todas las particulares características de estos sistemas. Basándose en ésto, en este trabajo se presentó un programa de flujo de potencia trifásico que incorpora, además de las particularidades de los sistemas de distribución, recientes desarrollos de modelos de carga que son función, entre otras cosas, del voltaje. En este capítulo se presentan en primer lugar las mayores contribuciones logradas con esta nueva herramienta de análisis. En este sentido las conclusiones a presentar son de índole general, encontrándose el detalle de ellas en los capítulos precedentes.

En la segunda parte se esbozan las futuras mejoras posibles de hacer sobre el programa.

En síntesis, se ha formulado una herramienta de análisis directa, en base a una revisión, discusión y evaluación de las diferentes alternativas disponibles (flujos de potencia convencionales y radiales).

6.2 CONCLUSIONES

El programa de flujo de potencia trifásico presentado en este trabajo esta basado en el método Suma de Potencias. Este es un método de solución especial para redes radiales. El método utiliza un proceso aguas arriba del alimentador sumando las cargas y las pérdidas. En seguida se ejecuta un proceso aguas abajo del alimentador resolviendo una ecuación cuadrática en el cuadrado del voltaje.

Por otra parte el programa integra las principales características de los sistemas de distribución, topologías radiales, líneas sin transposición, etc. Se incluye el concepto de ventana de carga que permite introducir recientes modelos de carga como función del voltaje (desarrollos del EPRI). Además el programa permite simular cualesquier grado de desbalance entre las fases.

El programa propuesto permite hacer directamente un concienzudo análisis del perfil de tensión del alimentador, del factor de potencia y de las pérdidas de potencia en líneas y transformadores de distribución, entre otras cosas. Las pérdidas en los transformadores incluyen, pérdidas en la impedancia serie y en el núcleo.

Respecto de las aplicaciones inmediatas, entre los más importantes estudios factibles de hacer están:

- 1.- Análisis de sobrecarga en aparatos y circuitos.
- 2.- Estudios de caída de tensión.
- 3.- Cálculo de pérdidas de potencia en cualesquier línea.
- 4.- Compensación capacitiva.
- 5.- Efecto del desbalance de carga.

Estas aplicaciones pueden verse ampliamente desarrolladas en los estudios realizados sobre los sistemas de CONAFE y CGEI. Respecto de estos estudios cabe destacar que se obtuvieron en ambos los resultados esperados, en cuanto a caídas de tensión, pérdidas, factor de potencia, etc. Estos resultados corroboran la confiabilidad del programa como una eficaz herramienta de análisis en distribución.

La convergencia resulta una cualidad muy interesante del método. En efecto, de todos los casos estudiados, sólo uno no convergió (sistema CGEI con un factor de carga de 2). Por lo tanto se puede decir que el programa es numéricamente robusto.

Por otra parte los requerimientos de memoria no son significativos. El programa ejecutable y sus archivos de entrada y de salida son transportables sin problema a un disco de 360 Kbytes (el alimentador de CGEI ocupó un total de

165 Kbytes). Mayores comparaciones al respecto no se pueden hacer debido a la escasez de información.

La rapidez del programa es otro aspecto importante, pues, para ser básicamente una formulación Gauss-Seidel los tiempos de ejecución fueron comparables a las aplicaciones monofásicas de flujos de potencia convencionales (matriz admitancia y Newton-Raphson completo). Por la misma razón del párrafo anterior fue imposible hacer mayores comparaciones.

El hecho que hace más atractivo este programa es que es factible de ser ejecutado en microcomputadores. Este es un hecho importante, pues, por el momento no todas las empresas de distribución cuentan con recursos computacionales tan poderosos como el VAX 8600 de la U.C. Luego, es accesible a empresas de distribución locales.

En definitiva el programa de flujo de potencia trifásico que presenta este trabajo, tiene pocos requerimientos de memoria, es robusto y es razonablemente rápido. Estas características permiten que este programa se constituya en una poderosa herramienta de análisis para gran parte de los estudios que se desarrollan sobre sistemas eléctricos de distribución.

6.3 FUTURAS MEJORAS

Las posibles mejoras de hacer son:

1.- Representación de nuevos elementos y mejoras en la modelación

- Se debe incluir la representación de reguladores de voltaje, cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores de poder, etc, especialmente por el efecto que tienen sobre el algoritmo de cálculo, ya que introduce barras de tensión reguladas en el sistema y esta tensión depende de la carga conectada; lo que significa que debe considerarse un efecto de realimentación.

- Se debe incluir un algoritmo que optimice el tamaño y ubicación de bancos de condensadores y considere además las restricciones de límites de tensión y factor de potencia del sistema.

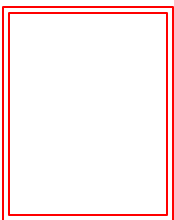
- Se debe incorporar la posibilidad de modelar la dependencia

de las inyecciones de potencia reactiva de la tensión de la barra.

2.- Mejora en la relación del programa con el usuario

- La rutina de ingreso de la información topológica y paramétrica del sistema debe ser mejorada, haciéndola amable para el usuario, considerando que éste se encuentra leyendo un diagrama unilineal típico que contiene los datos del sistema. La rutina debe permitir además que el usuario pueda modificar a voluntad la topología de la red en estudio sin que ello signifique ingresar cada vez la totalidad de los datos, sino que solamente los relacionados directamente con el cambio topológico.

- Finalmente, se debe incluir una manera rápida de llevar el flujo de potencia trifásico a uno monofásico. Esto se orienta a aplicaciones en planificación, en las que con una representación monofásica del sistema se pueden lograr los objetivos planteados por el análisis.



ANEXO A

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE LINEAS

Las ecuaciones utilizadas para calcular las impedancias de una línea trifásica dependen de si el sistema cuenta o no con retornos por tierra. Por esta razón se desarrollaran ambos cálculos.

Cabe destacar que las ecuaciones desarrolladas son aplicables a líneas bifásicas con las reducciones matriciales correspondientes.

A.1 LINEA TRIFASICA SIN RETORNO POR TIERRA

La modelación de una línea trifásica debe incluir la impedancia propia y las impedancias que representan los acoplamientos entre las fases. Por lo tanto la modelación es a través de una matriz de orden 3x3.

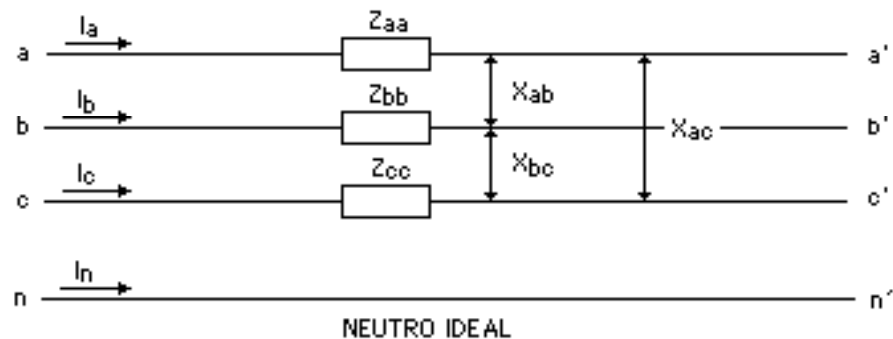


Fig. A.1 Esquema de una línea trifásica.

De la figura A.1 se desprende el siguiente modelo de las caídas de voltaje en una línea [13]. En este caso se obliga a la corriente de retorno a ser cero.

$$[\Delta V] = [Z][I]$$

$$\begin{bmatrix} V_a - V_a' \\ V_b - V_b' \\ V_c - V_c' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & X_{ab} & X_{ac} \\ X_{ba} & Z_{bb} & X_{bc} \\ X_{ca} & X_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

En donde:

$$Z_{aa} = R_{aa} + jX_{aa}$$

$$Z_{bb} = R_{bb} + jX_{bb}$$

$$Z_{cc} = R_{cc} + jX_{cc}$$

R_{ij} = resistencia del conductor (/km). De tablas.

X_{ij} = reactancia propia del conductor (/km). De tablas.

X_{ij} = reactancias aparentes de la línea.

$$X_{ij} = f \cdot \mu_0 \cdot \ln(1/d_{ij}) \quad (/km)$$

con: $f = 50 \text{ Hz}$ y $\mu_0 = 4 \cdot 10^{-4} \text{ (H/km)}$

d_{ij} = distancia entre los conductores (m).

A.2 LINEA TRIFASICA CON RETORNO POR TIERRA

Básicamente se trata del mismo modelo anterior, salvo que en este caso la corriente de retorno no es cero debido a los desequilibrios existentes entre las fases. Además como existen retornos por tierra es necesario recurrir a las expresiones de Carson [14], [15].

$$[\Delta V] = [Z][I]$$

$$\begin{bmatrix} V_{ag} - V_{ag}' \\ V_{bg} - V_{bg}' \\ V_{cg} - V_{cg}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{ab-g} & Z_{ac-g} \\ Z_{ba-g} & Z_{bb-g} & Z_{bc-g} \\ Z_{ca-g} & Z_{cb-g} & Z_{cc-g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones utilizadas son:

$$Z_{iig} = (R_{ii} + 0.000988 f + R_{iig}) \quad (\text{/km}) \\ + j (0.002892 f \text{Log}_{10} [658 (\rho / f)^{1/2} / r_{ii}] + X_{iig})$$

$$R_{iig} = X_{iig} = 1.015 f h_i (\rho / f)^{-1/2} 10^{-6} \\ (\text{/km})$$

$$Z_{ijg} = (0.000988 f + R_{ijg}) \\ (\text{/km})$$

$$+ j (0.002892 f \text{Log}_{10} [658 (\rho / f)^{1/2} / d_{ii}] + X_{ijg}) \\ R_{ijg} = X_{ijg} = 1.015 f (h_i + h_j) (\rho / f)^{-1/2} 10^{-6} \quad (\text{/km})$$

con:

R_{ii} = resistencia del conductor (/km).

r_{ii} = radio medio geométrico (m).

d_{ij} = distancia entre los conductores i, j (m).

h_i, h_j = altura sobre el suelo del conductor i, j (m).

ρ = resistividad de de la tierra (/m³).

f = frecuencia (Hz).

ANEXO A

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE LINEAS

Las ecuaciones utilizadas para calcular las impedancias de una línea trifásica dependen de si el sistema cuenta o no con retornos por tierra. Por esta razón se desarrollaran ambos cálculos.

Cabe destacar que las ecuaciones desarrolladas son aplicables a líneas bifásicas con las reducciones matriciales correspondientes.

A.1 LINEA TRIFASICA SIN RETORNO POR TIERRA

La modelación de una línea trifásica debe incluir la impedancia propia y las impedancias que representan los acoplamientos entre las fases. Por lo tanto la modelación es a través de una matriz de orden 3x3.

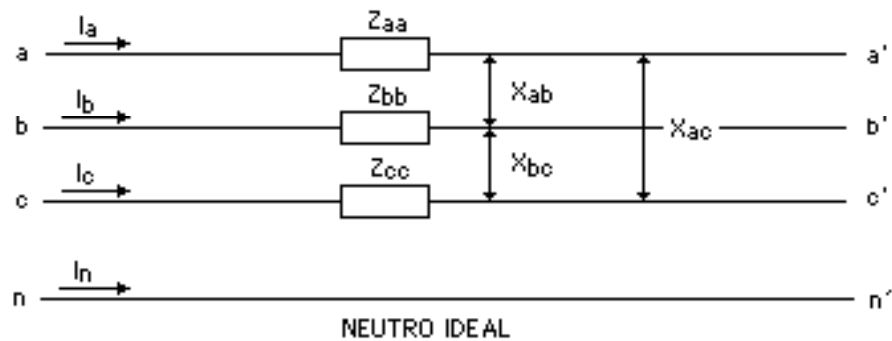


Fig. A.1 Esquema de una línea trifásica.

De la figura A.1 se desprende el siguiente modelo de las caídas de voltaje en una línea [13]. En este caso se obliga a la corriente de retorno a ser cero.

$$[\Delta V] = [Z][I]$$

$$\begin{bmatrix} V_a - V_a' \\ V_b - V_b' \\ V_c - V_c' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & X_{ab} & X_{ac} \\ X_{ba} & Z_{bb} & X_{bc} \\ X_{ca} & X_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

En donde:

$$Z_{aa} = R_{aa} + jX_{aa}$$

$$Z_{bb} = R_{bb} + jX_{bb}$$

$$Z_{cc} = R_{cc} + jX_{cc}$$

R_{ij} = resistencia del conductor (Ω /km). De tablas.

X_{ij} = reactancia propia del conductor (Ω /km). De tablas.

X_{ij} = reactancias aparentes de la línea.

$$X_{ij} = f \cdot \mu_0 \cdot \ln(1/d_{ij}) \quad (\Omega/\text{km})$$

con: $f = 50 \text{ Hz}$ y $\mu_0 = 4 \cdot 10^{-4} \text{ (H/km)}$

d_{ij} = distancia entre los conductores (m).

A.2 LINEA TRIFASICA CON RETORNO POR TIERRA

Básicamente se trata del mismo modelo anterior, salvo que en este caso la corriente de retorno no es cero debido a los desequilibrios existentes entre las fases. Además como existen retornos por tierra es necesario recurrir a las expresiones de Carson [14], [15].

$$[\Delta V] = [Z][I]$$

$$\begin{bmatrix} V_{ag} - V_{ag} \\ V_{bg} - V_{bg} \\ V_{cg} - V_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{ab-g} & Z_{ac-g} \\ Z_{ba-g} & Z_{bb-g} & Z_{bc-g} \\ Z_{ca-g} & Z_{cb-g} & Z_{cc-g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones utilizadas son:

$$Z_{iig} = (R_{ii} + 0.000988 f + R_{iig}) \quad (/km) \\ + j (0.002892 f \text{Log}_{10} [658 (\rho / f)^{1/2} / r_{ii}] + X_{iig})$$

$$R_{iig} = X_{iig} = 1.015 f h_i (\rho / f)^{-1/2} 10^{-6} \\ (/km)$$

$$Z_{ijg} = (0.000988 f + R_{ijg}) \\ (/km)$$

$$+ j (0.002892 f \text{Log}_{10} [658 (\rho / f)^{1/2} / d_{ij}] + X_{ijg}) \\ R_{ijg} = X_{ijg} = 1.015 f (h_i + h_j) (\rho / f)^{-1/2} 10^{-6} \quad (/km)$$

con:

R_{ii} = resistencia del conductor (/km).

r_{ii} = radio medio geométrico (m).

d_{ij} = distancia entre los conductores i, j (m).

h_i, h_j = altura sobre el suelo del conductor i, j (m).

ρ = resistividad de de la tierra (/m³).

f = frecuencia (Hz).

ANEXO B

RUTINAS Y FORMATOS DEL PROGRAMA

B.1 PRINCIPALES RUTINAS

En este anexo se describen las principales rutinas del programa flujo de potencia trifásico. Estas se ordenan en cuatro bloques:

- rutina principal
- rutinas de ingreso de datos
- rutinas del proceso iterativo y
- rutinas de salida de resultados.

B.1.1 RUTINA PRINCIPAL

FLUJO :

Es el programa principal y en él se llama a los procedimientos, LEA_SCREEN, LEAFILE, INICIALICE, CORRIENTE, CARVOLT, POTNODAL, VOLT, CONVERGE, MVANUD1, ESCRIBA.

B.1.2 RUTINAS DE INGRESO DE DATOS

LEA_SCREEN:

Rutina que llama a los procedimientos, PRESENTACION, NOM_ARCHIVO y LEAPARAM

PRESENTACION:

Este procedimiento hace la presentación del programa y pregunta si los parámetros se introducen por pantalla o por archivo.

NOM_ARCHIVO:

Lee el nombre del archivo de datos desde la pantalla. El nombre del archivo tiene un máximo de 11 caracteres.

LEAPARAM:

Lee los parámetros de análisis desde la pantalla, de ser esa la opción escogida. El campo del número es de un máximo de seis caracteres. Los números reales sólo pueden introducirse en notación decimal.

LEAFILE:

Rutina principal que lee los datos desde el archivo de entrada. Llama a los procedimientos, LEE_PARAMETROS, LEE_NUDOS y LEE_POTENCIAS.

LEE_PARAMETROS:

De no introducirse los parámetros por pantalla, este procedimiento los lee desde el archivo de entrada.

LEE_NUDOS:

Lee la información perteneciente a cada nudo de la red: nudo inferior, nudo superior, impedancias de las líneas, potencia reactiva shunt, impedancias de dispersión de los transformadores, etc.

LEE_POTENCIAS:

Lee la información de las cargas en cada nudo de la red: potencia activa y reactiva, tipo de carga (residencial, industrial, comercial o constante) y factores de desequilibrio.

B.1.3 RUTINAS DEL PROCESO ITERATIVO

INICIALICE:

Inicializa las variables antes de entrar a la primera iteración. Se ponen los módulos de los voltajes en 1 en p.u (en las tres fases) y sus ángulos en 0° , -120° y 120° para las fases uno, dos y tres respectivamente. Además se ponen las corrientes en cero en las tres fases y también se inicializan otras variables auxiliares.

CARVOLT:

Rutina que calcula las cargas activa y reactiva en cada nudo como función de las variaciones de voltaje. El cálculo depende, además, del tipo de ventana especificada. Llama a las function VENTANAP Y VENTANAQ.

VENTANAP:

Esta function contiene los modelos polinomiales, función del voltaje, de los distintos tipos de carga (ventiladores, motores, calefactores, etc). Dado el tipo de ventana calcula las variaciones de potencia activa con la variaciones del voltaje.

VENTANAQ:

Análogo al anterior pero con la potencia reactiva.

CORRIENTE:

Rutina que calcula las corrientes en cada rama de una determinada fase.

POTNODAL:

Rutina que realiza el proceso aguas arriba calculando las potencias equivalentes en cada nudo. Llama a la function PERDIDAS.

PERDIDAS:

Calcula las pérdidas de potencia activa y reactiva en una rama.

VOLT:

Rutina que realiza el proceso aguas abajo, calculando los nuevos voltajes en ángulo y módulo en cada nudo. Además realiza la corrección en los voltajes, asumiendo los nuevos valores calculados para la próxima iteración.

CONVERGE:

Chequea la convergencia del sistema en las tres fases. Se exige la convergencia del voltaje en módulo y ángulo.

B.1.4 RUTINAS DE SALIDA DE RESULTADOS

MVANUD1:

Calcula las potencias activa y reactiva vistas desde el nudo 1.

ESCRIBA:

Genera el archivo de salida SAL.DAT y escribe en él los resultados que arroja el programa: módulo y ángulo de los voltajes en cada nudo y en las tres fases, flujos de potencia activa y reactiva en cada rama (separados para cada fase) y finalmente un resumen de las pérdidas de potencia del sistema (en líneas, impedancia de dispersión de los transformadores, etc).

Típo de carga	Código
P y Q constantes	0
Residencial	1
Comercial	2
Industrial	3

Tabla B-3 Códigos de carga.

OBSERVACIONES:

El formato de datos es libre, se colocan los datos en el orden indicado con una separación de a lo menos un espacio. Los valores reales pueden colocarse en notación decimal o exponencial. Con el objeto de facilitar los estudios el programa posee la alternativa de entrar los parámetros de análisis también por pantalla. En este caso los valores tienen un campo máximo de seis caracteres. Además, los valores reales deben introducirse en notación decimal.

En la información topológica para las fases 2 y 3 si se trata de una línea no deben indicarse nuevamente los acoplamientos.

Si el nudo es el secundario de un transformador el punto 3) debe ser cero y el punto 4) debe ser uno. En caso que el nudo no exista eléctricamente en una de las fases (no tiene carga) ambos puntos deben ser cero.

Una vez especificada la información del nudo en las tres fases, debe repetirse el mismo procedimiento para el próximo nudo. Los nudos deben ingresarse en orden ascendente (e.d: 1, 2, 3,..).

El término de la información topológica debe indicarse con el caracter "F" en la línea que sigue a la fase tres del último nudo anotado.

B.3 FORMATOS DEL ARCHIVO DE SALIDA

El programa crea el archivo de salida SAL.DAT. En este archivo se entrega la siguiente información:

- 1 - parámetros de análisis.
- 2 - datos de líneas.
- 3 - cargas en las barras.
- 4 - voltajes en las barras.
- 5 - flujos de potencia en las líneas.
- 6 - potencias y pérdidas totales.
- 7 - resumen.

B.3.1 PARAMETROS DE ANALISIS

Se entrega:

- número de iteraciones necesarias para la convergencia.
- factor de carga activo.
- factor de carga reactivo.
- potencia base (kVA).
- voltaje base f-n (V).
- impedancia base.
- voltaje de la subestación (en p.u).
- tolerancia en el módulo del voltaje.
- tolerancia en el ángulo del voltaje.

B.3.2 DATOS DE LAS LINEAS

Se entrega:

- nudo de partida de la línea (nudo más cercano a la subestación).
- nudo de llegada de la línea.
- resistencia del conductor (). Si se trata de un transformador corresponde a su resistencia serie.
- reactancia propia (). Si se trata de un transformador corresponde a su reactancia serie.
- impedancias de acoplamiento entre las fases, uno y dos, uno y tres y dos y tres (parte real e imaginaria en).

B.3.3 CARGAS EN LAS BARRAS

Se entrega:

- número de la barra.
- carga activa (kW).
- carga reactiva (kVAr).

- potencia reactiva shunt (kVAr). Si el nudo es el secundario de un transformador se especifica su potencia nominal.

- código de carga.

La información de las cargas y de la potencia reactiva shunt (o potencia nominal del transformador) se entrega por fase.

B.3.4 VOLTAJES EN LAS BARRAS

Se entrega:

- número de la barra.
- modulo del voltaje (p.u).
- ángulo del voltaje (grados).

Esta información se entrega para cada fase. El ángulo que se entrega es una diferencia en grados con respecto a, 0° para la fase uno, 240° para la fase dos y 120° para la fase tres.

B.3.5 FLUJOS DE POTENCIA EN LAS LINEAS

Se muestran para cada fase los siguientes resultados:

- nudo de partida de la línea.
- nudo de llegada de la línea.
- total de potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAr) transmitida desde el nudo de partida.
- total de potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAr) recibida en el nudo de llegada.
- pérdidas de potencia activa (kW) y reactiva (kVAr).
- factor de potencia visto desde el nudo de partida.

B.3.6 POTENCIAS Y PERDIDAS TOTALES

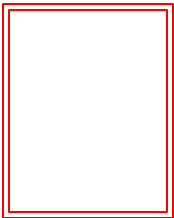
Se muestran para cada fase:

- potencia activa (kW) y reactiva (kVAr) transmitidas desde la subestación.
- desglose de las pérdidas en: impedancia de dispersión de los transformadores, pérdidas en el núcleo de éstos y pérdidas en las líneas.

B.3.7 RESUMEN

Se muestra:

- los porcentajes que significan las pérdidas en transformadores y líneas (este porcentaje se mide con respecto a la potencia transmitida desde el nudo uno).
- factor de potencia del sistema, visto desde la subestación.
- total de potencia aparente del sistema, vista desde la subestación (kVA).
- total de potencia activa instalada (kW).
- total de potencia reactiva instalada (kVAr).
- total de potencia aparente instalada (kVA)



ANEXO B

RUTINAS Y FORMATOS DEL PROGRAMA

B.1 PRINCIPALES RUTINAS

En este anexo se describen las principales rutinas del programa flujo de potencia trifásico. Estas se ordenan en cuatro bloques:

- rutina principal
- rutinas de ingreso de datos
- rutinas del proceso iterativo y
- rutinas de salida de resultados.

B.1.1 RUTINA PRINCIPAL

FLUJO :

Es el programa principal y en él se llama a los procedimientos, LEA_SCREEN, LEAFILE, INICIALICE, CORRIENTE, CARVOLT, POTNODAL, VOLT, CONVERGE, MVANUD1, ESCRIBA.

B.1.2 RUTINAS DE INGRESO DE DATOS

LEA_SCREEN:

Rutina que llama a los procedimientos, PRESENTACION, NOM_ARCHIVO y LEAPARAM

PRESENTACION:

Este procedimiento hace la presentación del programa y pregunta si los parámetros se introducen por pantalla o por archivo.

NOM_ARCHIVO:

Lee el nombre del archivo de datos desde la pantalla. El nombre del archivo tiene un máximo de 11 caracteres.

LEAPARAM:

Lee los parámetros de análisis desde la pantalla, de ser esa la opción escogida. El campo del número es de un máximo de seis caracteres. Los números reales sólo pueden introducirse en notación decimal.

LEAFILE:

Rutina principal que lee los datos desde el archivo de entrada. Llama a los procedimientos, LEE_PARAMETROS, LEE_NUDOS y LEE_POTENCIAS.

LEE_PARAMETROS:

De no introducirse los parámetros por pantalla, este procedimiento los lee desde el archivo de entrada.

LEE_NUDOS:

Lee la información perteneciente a cada nudo de la red: nudo inferior, nudo superior, impedancias de las líneas, potencia reactiva shunt, impedancias de dispersión de los transformadores, etc.

LEE_POTENCIAS:

Lee la información de las cargas en cada nudo de la red: potencia activa y reactiva, tipo de carga (residencial, industrial, comercial o constante) y factores de desequilibrio.

B.1.3 RUTINAS DEL PROCESO ITERATIVO

INICIALICE:

Inicializa las variables antes de entrar a la primera iteración. Se ponen los módulos de los voltajes en 1 en p.u (en las tres fases) y sus ángulos en 0° , -120° y 120° para las fases uno, dos y tres respectivamente. Además se ponen las corrientes en cero en las tres fases y también se inicializan otras variables auxiliares.

CARVOLT:

Rutina que calcula las cargas activa y reactiva en cada nudo como función de las variaciones de voltaje. El cálculo depende, además, del tipo de ventana especificada. Llama a las function VENTANAP Y VENTANAQ.

VENTANAP:

Esta function contiene los modelos polinomiales, función del voltaje, de los distintos tipos de carga (ventiladores, motores, calefactores, etc). Dado el tipo de ventana calcula las variaciones de potencia activa con la variaciones del voltaje.

VENTANAQ:

Análogo al anterior pero con la potencia reactiva.

CORRIENTE:

Rutina que calcula las corrientes en cada rama de una determinada fase.

POTNODAL:

Rutina que realiza el proceso aguas arriba calculando las potencias equivalentes en cada nudo. Llama a la function PERDIDAS.

PERDIDAS:

Calcula las pérdidas de potencia activa y reactiva en una rama.

VOLT:

Rutina que realiza el proceso aguas abajo, calculando los nuevos voltajes en ángulo y módulo en cada nudo. Además realiza la corrección en los voltajes, asumiendo los nuevos valores calculados para la próxima iteración.

CONVERGE:

Chequea la convergencia del sistema en las tres fases. Se exige la convergencia del voltaje en módulo y ángulo.

B.1.4 RUTINAS DE SALIDA DE RESULTADOS

MVANUD1:

Calcula las potencias activa y reactiva vistas desde el nudo 1.

ESCRIBA:

Genera el archivo de salida SAL.DAT y escribe en él los resultados que arroja el programa: módulo y ángulo de los voltajes en cada nudo y en las tres fases, flujos de potencia activa y reactiva en cada rama (separados para cada fase) y finalmente un resumen de las pérdidas de potencia del sistema (en líneas, impedancia de dispersión de los transformadores, etc).

Típo de carga	Código
P y Q constantes	0
Residencial	1
Comercial	2
Industrial	3

Tabla B-3 Códigos de carga.

OBSERVACIONES:

El formato de datos es libre, se colocan los datos en el orden indicado con una separación de a lo menos un espacio. Los valores reales pueden colocarse en notación decimal o exponencial. Con el objeto de facilitar los estudios el programa posee la alternativa de entrar los parámetros de análisis también por pantalla. En este caso los valores tienen un campo máximo de seis caracteres. Además, los valores reales deben introducirse en notación decimal.

En la información topológica para las fases 2 y 3 si se trata de una línea no deben indicarse nuevamente los acoplamientos.

Si el nudo es el secundario de un transformador el punto 3) debe ser cero y el punto 4) debe ser uno. En caso que el nudo no exista eléctricamente en una de las fases (no tiene carga) ambos puntos deben ser cero.

Una vez especificada la información del nudo en las tres fases, debe repetirse el mismo procedimiento para el próximo nudo. Los nudos deben ingresarse en orden ascendente (e.d: 1, 2, 3,..).

El término de la información topológica debe indicarse con el caracter "F" en la línea que sigue a la fase tres del último nudo anotado.

B.3 FORMATOS DEL ARCHIVO DE SALIDA

El programa crea el archivo de salida SAL.DAT. En este archivo se entrega la siguiente información:

- 1 - parámetros de análisis.
- 2 - datos de líneas.
- 3 - cargas en las barras.
- 4 - voltajes en las barras.
- 5 - flujos de potencia en las líneas.
- 6 - potencias y pérdidas totales.
- 7 - resumen.

B.3.1 PARAMETROS DE ANALISIS

Se entrega:

- número de iteraciones necesarias para la convergencia.
- factor de carga activo.
- factor de carga reactivo.
- potencia base (kVA).
- voltaje base f-n (V).
- impedancia base.
- voltaje de la subestación (en p.u).
- tolerancia en el módulo del voltaje.
- tolerancia en el ángulo del voltaje.

B.3.2 DATOS DE LAS LINEAS

Se entrega:

- nudo de partida de la línea (nudo más cercano a la subestación).
- nudo de llegada de la línea.
- resistencia del conductor (). Si se trata de un transformador corresponde a su resistencia serie.
- reactancia propia (). Si se trata de un transformador corresponde a su reactancia serie.
- impedancias de acoplamiento entre las fases, uno y dos, uno y tres y dos y tres (parte real e imaginaria en).

B.3.3 CARGAS EN LAS BARRAS

Se entrega:

- número de la barra.
- carga activa (kW).
- carga reactiva (kVAr).

- potencia reactiva shunt (kVAr). Si el nudo es el secundario de un transformador se especifica su potencia nominal.

- código de carga.

La información de las cargas y de la potencia reactiva shunt (o potencia nominal del transformador) se entrega por fase.

B.3.4 VOLTAJES EN LAS BARRAS

Se entrega:

- número de la barra.
- modulo del voltaje (p.u).
- ángulo del voltaje (grados).

Esta información se entrega para cada fase. El ángulo que se entrega es una diferencia en grados con respecto a, 0° para la fase uno, 240° para la fase dos y 120° para la fase tres.

B.3.5 FLUJOS DE POTENCIA EN LAS LINEAS

Se muestran para cada fase los siguientes resultados:

- nudo de partida de la línea.
- nudo de llegada de la línea.
- total de potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAr) transmitida desde el nudo de partida.
- total de potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAr) recibida en el nudo de llegada.
- pérdidas de potencia activa (kW) y reactiva (kVAr).
- factor de potencia visto desde el nudo de partida.

B.3.6 POTENCIAS Y PERDIDAS TOTALES

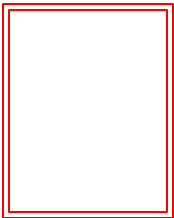
Se muestran para cada fase:

- potencia activa (kW) y reactiva (kVAr) transmitidas desde la subestación.
- desglose de las pérdidas en: impedancia de dispersión de los transformadores, pérdidas en el núcleo de éstos y pérdidas en las líneas.

B.3.7 RESUMEN

Se muestra:

- los porcentajes que significan las pérdidas en transformadores y líneas (este porcentaje se mide con respecto a la potencia transmitida desde el nudo uno).
- factor de potencia del sistema, visto desde la subestación.
- total de potencia aparente del sistema, vista desde la subestación (kVA).
- total de potencia activa instalada (kW).
- total de potencia reactiva instalada (kVAr).
- total de potencia aparente instalada (kVA)



BIBLIOGRAFIA

- [1] Ekwue A. O., Johnson R. B. I., Cory B. J.. **Improved Load Flow Method for Distribution Systems.** Proceedings of the IASTED International Symposium, High Technology in the Power Industry. Arizona Marzo de 1988.
- [2] Khan A. H., Broadwater R. P., Chandrasekaran A.. **A comparative Study of Three Radial Power Flow Methods.** Proceedings of the IASTED International Symposium, High Technology in the Power Industry. Arizona Marzo de 1988.
- [3] Broadwater R. P., Chandrasekaran A., Huddleston C. T., Khan A. H.. **Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems.** Electric Power Systems Research Journal, Vol. 14, (1988).
- [4] Vempati N., Shoults R. R., Chen M. S., Schwobel L.. **Simplified Feeder Modeling for Loadflow Calculations.** IEEE Trans. on PAS, Vol. PWRS-2, N^o 1, 168-174, (Feb. 1987).
- [5] Schultz N. R.. **Distribution Primary Feeder I²R Losses.** IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-97, N^o 2, 603-609, (Marzo/Abril 1978).
- [6] Berg R. Jr., Hawkins E. S., Pleines W. W.. **Mechanized Calculation of Unbalanced load Flow in Radial Distribution Circuits.** IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-86, N^o 4, 415-421, (Abril 1967).
- [7] Shirmohammadi D., Hong H. W., Semlyen A., Luo G. X.. **A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks.** IEEE Trans. PAS, Vol. 3, N^o 2, 753-762, (Mayo 1988).
- [8] Brokering W.. **Sistemas Eléctricos de Potencia.** Publicación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Chile, (Sept. 1975).
- [9] Rudnick H.. **Flujos de potencia.** Publicación del Departamento de

Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Chile, (1978).

- [10] Stott B.. **Review of Load-Flow Calculation Methods.** Proceedings of the IEEE, Vol. 62, N^o 7, 916-929, (Julio 1974).

- [11] Rojas R.. **Flujo de Carga para Sistemas de Distribución Eléctrica.** Tesis de ingeniero, Universidad Técnica Federico Santa María, (Agosto 1987).

- [12] Sun D. I. H., Abe S., Shoults R. R., Chen M. S., Eichenberger P., Farris D.. **Calculation of Energy Loses in a Distribution System.** IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-99, N^o 4, 1347-1356, (Julio/Agosto 1980).

- [13] Harnisch I. A.. **Líneas de Transmisión en Sistemas Eléctricos.** Publicación de la Universidad de Tarapacá (1988).

- [14] Viqueira J.. **Redes Eléctricas.** Segunda parte (1970).

- [15] Clarke E.. **Circuit Analysis of A-C Power Systems.** Vol. 1, (1943).

- [16] Gonen T.. **Análisis y Operación de Sistemas de Distribución Eléctrica.** Curso dictado en la Universidad Técnica Federico Santa María, (1987).

□