

32  
24.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**CAMPÚS  
A R A G Ó N**

**“ SISTEMA COMPUTACIONAL PARA LA  
REDUCCIÓN DE PERDIDAS TÉCNICAS EN  
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

”

**TESIS**

**PROFESIONAL**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO**

**ELECTRICISTA**

**P R E S E N T A**

**ESCOBEDO GÓMEZ MIGUEL ÁNGEL**



**ENEP ARAGÓN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**MÉXICO, D.F. 1997**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**SISTEMA COMPUTACIONAL PARA LA REDUCCIÓN DE  
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA.**

**ÍNDICE**

	<b>Pag</b>
<b>INTRODUCCIÓN.</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.</b>	<b>5</b>
<b>I.1. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.</b>	<b>5</b>
<b>I.2. PÉRDIDAS FIJAS Y PÉRDIDAS VARIABLES.</b>	<b>9</b>
<b>I.3. NIVELES ÓPTIMOS DE PÉRDIDAS.</b>	<b>12</b>
<b>I.4. CARGA.</b>	<b>13</b>
<b>CAPITULO II. CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.</b>	<b>20</b>
<b>II.1. TIPOS DE TENSIONES.</b>	<b>22</b>
<b>II.2. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.</b>	<b>22</b>
<b>II.2.1. Sistemas aéreos.</b>	<b>22</b>
<b>II.2.2. Sistemas subterráneos.</b>	<b>24</b>

---

<b>II.2.3. Red automática.</b>	<b>26</b>
<b>II.3. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.</b>	<b>28</b>
<b>II.3.1. Alimentadores.</b>	<b>28</b>
<b>II.3.2. Transformadores.</b>	<b>40</b>
<b>II.3.2.1. Cálculo de la disponibilidad de carga de un transformador.</b>	<b>49</b>
<b>II.3.2.2. Autotransformadores.</b>	<b>55</b>
<b>II.3.3. Componentes reguladores y de seguridad.</b>	<b>60</b>
<b>II.3.3.1. Tipos de aislamientos.</b>	<b>60</b>
<b>II.3.3.2. Sistema de enfriamiento.</b>	<b>62</b>
<b>II.3.3.3. Reguladores de voltaje.</b>	<b>64</b>
<b>II.3.3.4. Cuchillas.</b>	<b>66</b>
<b>II.3.3.5. Fusibles.</b>	<b>66</b>
<b>II.3.3.6. Apartarrayos.</b>	<b>69</b>
<b>II.3.4. CAPACITORES.</b>	<b>71</b>
<b>CAPITULO III. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.</b>	<b>83</b>
<b>III.1. CONSIDERACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.</b>	<b>84</b>
<b>III.1.1. Estimación de pérdidas de potencia en la red de distribución eléctrica.</b>	<b>85</b>
<b>III.1.2. Estimación de pérdidas de energía.</b>	<b>87</b>

---

<b>III.2. HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS.</b>	<b>93</b>
<b>III.2.1. Flujo de potencia.</b>	<b>94</b>
<b>III.2.2. Estimación de estado.</b>	<b>94</b>
<b>III.2.3. Correlación con circuitos similares.</b>	<b>95</b>
<b>III.3. INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS.</b>	<b>96</b>
<b>III.3.1. Consideraciones</b>	<b>97</b>
<b>III.4. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.</b>	<b>100</b>
<b>III.4.1. Estimación de la demanda.</b>	<b>100</b>
<b>III.4.2. Estimación de pérdidas en circuitos primarios.</b>	<b>102</b>
<b>III.4.3. Estimación de pérdidas en los Transformadores y en los circuitos secundarios.</b>	<b>105</b>
<b>CAPITULO IV. EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.</b>	<b>109</b>
<b>IV.1. EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.</b>	<b>110</b>
<b>IV.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA.</b>	<b>111</b>
<b>IV.2.1. Evaluación económica de la reducción de pérdidas.</b>	<b>112</b>
<b>IV.2.1.1. Estrategias.</b>	<b>113</b>
<b>IV.2.1.2. Sistema actual.</b>	<b>114</b>

---

<b>IV.3. SELECCIÓN ÓPTIMA DE ELEMENTOS.</b>	<b>115</b>
<b>IV.4. CARACTERÍSTICAS DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.</b>	<b>122</b>
<b>IV.4.1. Pérdidas de potencia y energía.</b>	<b>128</b>
<b>CONCLUSIONES.</b>	<b>130</b>
<b>APÉNDICE A.</b>	<b>134</b>
<b>APÉNDICE B.</b>	<b>144</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>147</b>

---

**SISTEMA COMPUTACIONAL PARA LA  
REDUCCIÓN DE PERDIDAS TÉCNICAS  
EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA.**

**Objetivo:**

**DESARROLLAR UN MÉTODO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y  
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, QUE SEA FACTIBLE DE  
APLICAR EN UN PROGRAMA DE COMPUTACIÓN.**

## **INTRODUCCIÓN**

La subdivisión clásica según las funciones de un sistema eléctrico de potencia es: generación, transformación, transmisión y utilización.

La generación de la energía eléctrica se lleva a cabo en las plantas generadoras, las cuales son por lo general plantas hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleoelectricas y en algunos casos geotérmicas, plantas con turbinas de gas, etc. y rara vez eólicas.

El sistema de transmisión hace posible transportar grandes bloques de energía, desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo, en un nivel de tensión alto, para reducir las pérdidas de energía en el transporte de la misma.

La función principal de un sistema de distribución consiste en llevar energía eléctrica a las cargas, en otras palabras, el sistema de distribución depende de las cargas a las que se le tiene que dar servicio, de ahí la importancia que las cargas eléctricas y su crecimiento tienen sobre la planeación de un sistema de distribución.

Por lo tanto un aumento en el tamaño de las ciudades requiere también de un crecimiento del sistema de distribución.

En la actualidad la demanda de energía eléctrica es tan grande, que la inversión en las instalaciones necesarias para generarla, transmitirla y distribuirla requiere de capitales sumamente elevados.

Debido a los costos de inversión, operación y mantenimiento se ha estimado que la generación y distribución de la energía son las partes que requieren mayor gasto, entre ellas el costo supera el 80 % del costo total del sistema y a la transmisión le corresponde menos del 20 %. Por lo tanto es muy importante el diseño de las redes de distribución ya que en ellas se puede lograr grandes ahorros o causar grandes pérdidas según sea el diseño de dicha red.

Las pérdidas en los sistemas de potencia eléctrica, que incluyen la transmisión y distribución, son un subproducto inevitable de la operación del sistema eléctrico. La cuantificación de la magnitud de estas pérdidas y su asignación a los componentes apropiados del sistema, permite a las empresas de suministro minimizar su ineficiencia operacional.

Las pérdidas de energía constituyen un problema bastante antiguo y el cual no a tenido mejoras apreciables. Por ejemplo por razones de economía la operación de los sistemas eléctricos se efectúa cada vez más hasta sus límites técnicos (sobrecargar transformadores y alimentadores, tener una caída de potencial mayor al 5 % en los alimentadores) con el consiguiente incremento de pérdidas por circulación de potencia reactiva o dando en su lugar a una disminución de la potencia reactiva disponible en el sistema.

En el sistema de distribución existen las llamadas pérdidas por efecto joule, el conocimiento de los valores de estas pérdidas es importante para establecer la eficacia que se tiene en el suministro de la energía eléctrica.

Las pérdidas de energía en el sistema de distribución provienen esencialmente de cuatro partes o componentes del sistema de distribución.

- Pérdidas en los circuitos primarios.
- Pérdidas en la transformación.
- Pérdidas en la medición.
- Pérdidas en los circuitos secundarios o de servicios.

Evidentemente las pérdidas totales son la suma de los cuatro puntos antes mencionados y las más importantes. Desde el punto de vista de diseño de una red son las pérdidas en las redes primarias y secundarias.

La calidad en el suministro de energía eléctrica queda definida por los siguientes tres factores, la continuidad en el servicio, los rasgos aceptables de variación en la magnitud de la tensión (regulación de tensión) y en la frecuencia (control de frecuencia), la cual permanece estable cuando existe equilibrio entre la generación y el consumo, y el nivel de tensión depende del balance de potencia reactiva.

Por lo tanto es de gran importancia la reducción de las pérdidas de energía en lo que respecta al sistema de distribución, ya que la pérdida de capacidad de

---

transmisión de energía y la saturación en las redes eléctricas, lleva implícito un incremento importante en las pérdidas por efecto joule, además de otros problemas como son la disminución de la vida útil del equipo, mayores costos en la operación, provocando por lo tanto una mala calidad en el servicio.

La realidad de los últimos tiempos ha puesto en evidencia que la falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica no solo conducen al deterioro en la calidad del servicio que se presta, si no que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas, tanto técnicas como no técnicas.

La reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica liberan capacidad de generación y transformación, incidiendo tanto en los niveles de inversión futura, como en el valor de los costos marginales y de las tarifas basadas en ellos. Los programas y criterios de control de pérdidas deben ser la base de la planeación, diseño y operación de los sistemas eléctricos y no solamente un objetivo puntual de la estrategia financiera de las empresas. Además con la ayuda de nuevas herramientas como es la computadora se facilita bastante este proceso de reducción de pérdidas en los sistemas de distribución.

# **CAPITULO I. CLASIFICACIÓN DE PERDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO.**

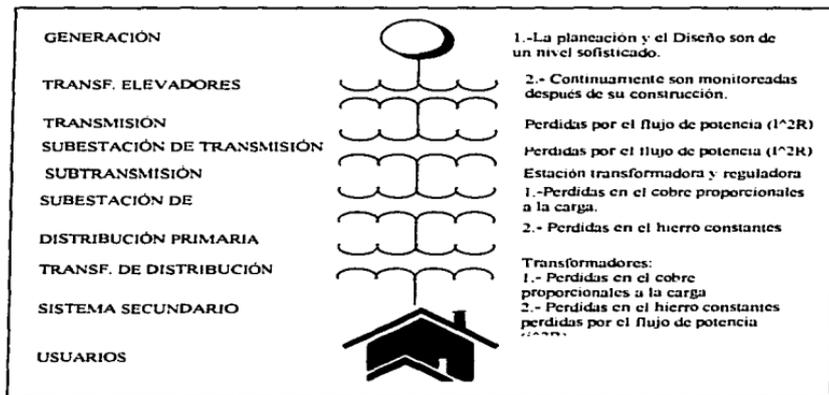
**Objetivo:**

**IDENTIFICAR LOS DIFERENTES TIPOS DE PERDIDAS DENTRO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO.**

## CAPITULO I. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

### I.1. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

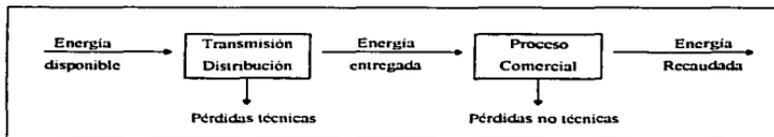
El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos, se denomina pérdidas técnicas, estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, en la figura 1.1. se puede apreciar la localización de las pérdidas técnicas.



*figura 1.1. Localización de las perdidas de energía.*

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. En la figura 1.2. se muestra un diagrama o bloques de las pérdidas de energía.



**Figura 1.2. Diagrama a bloques de pérdidas de energía.**

### **Pérdidas técnicas**

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y no puede ser aprovechada de ninguna manera. La estimación de las pérdidas de potencia requieren de información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. A partir de las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía.

### **Pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía. Esta energía es utilizada por algún usuario. Sin embargo la empresa recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio. Esto puede deberse a equipo de medición defectuoso, proceso de facturación inadecuado o conexiones ilegales (fraude).

Por la naturaleza de las pérdidas no técnicas, es poco probable encontrarlas en los sistemas de transmisión y generación, generalmente se localizan en la red de distribución.

### **Pérdidas eléctricas de potencia**

Un sistema eléctrico esta integrando por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conservación de la energía eléctrica. En cada elemento y debido a diferentes causas se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de sus características intrínsecas de operación del elemento. Las pérdidas eléctricas se manifiestan en diferentes formas, principalmente en calor disipado y como su nombre lo indica, la energía eléctrica que se deriva de ellas no se aprovecha.

Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante del tiempo. Las pérdidas en todos los elementos que se operan en el sistema en ese instante de tiempo se denominan pérdidas de potencia. Las pérdidas de potencia

sumadas a la demanda instantánea de los usuarios de la energía eléctrica conforman la carga total del sistema que debe ser alimentada por la generación.

1.- Tipo:	Pérdidas técnicas
2.- Causa:	Efecto corona. Efecto Joule ( $I^2R$ ), ( $GV^2$ ) Corrientes parásitas e histéresis.
3.- Tiempo:	Pérdidas pico Pérdidas no pico
4.- Variación:	Depende de la demanda No depende de la demanda (fijas)
5.- Sitio:	Compañía Zona Región

**Tabla 1.1. Clasificación de las pérdidas de potencia.**

1.- Tipo:	Pérdidas técnicas Pérdidas no Técnicas
2.- Causa:	Efecto corona. Efecto Joule ( $I^2R$ ), ( $GV^2$ ) Corrientes parásitas e histéresis.
3.- Tiempo:	Día, semana, mes.
4.- Variación:	Depende de la demanda No depende de la demanda (fijas)
5.- Sitio:	Compañía Zona Región

**Tabla 1.2. Clasificación de las pérdidas de energía**

Transporte:	Transmisión Subtransmisión Primarias Secundarias Acometidas
Transformación:	Transmisión-Subtransmisión. Subtransmisión-Distribución. Transformadores de Distribución.

**Tabla 1.3. Pérdidas técnicas.**

Fraude Error de medición Usuario no suscrito Error de facturación Error en cobro fijo
---

**Tabla 1.4 Pérdidas no técnicas.**

## **1.2. PÉRDIDAS FIJAS Y PÉRDIDAS VARIABLES.**

Esta clasificación de pérdidas corresponde a reconocer que ciertas pérdidas tanto de potencia como de energía varían con la demanda y otras que son aproximadamente fijas independientemente de las variaciones de la demanda misma. Esta clasificación es útil para identificar cuales son función de la demanda y cuales se mantienen aproximadamente constantes con la misma.

Las pérdidas fijas se presentan en el sistema por el solo hecho de energizar las líneas o el transformador en el cual se producen.

Este tipo de pérdidas se producirá en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado solo depende en segundo orden de la demanda. Por ejemplo, las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador dependen de los parámetros del transformador y del voltaje de operación. Ahora bien, el voltaje solo varía, por lo general, en un porcentaje pequeño con la demanda (variación menor al 5 % en la mayoría de los casos) lo cual permite clasificar este tipo de pérdidas como fijas. Así como también las pérdidas por efecto corona. También las pérdidas por dispersión de los aislamientos en derivación debido a la presencia de una tensión aplicada a ellos ( $GV^2$ ) depende de una conductancia en derivación.

Estas pérdidas que se presenta en las líneas aéreas, es la producida por la derivación de corriente en los aisladores que soportan la línea en las torres y postes. Difiere de la pérdida por falta de aislamiento en los cables en la que está concentrada en los aisladores y no está repartida uniformemente a lo largo de la línea.

A pesar de ello, se calculará como si estuviera uniformemente repartida representándola como una conductancia, pero no obstante, es despreciable en las líneas aéreas. Puesto que las derivaciones en los aisladores de las líneas aéreas son despreciables y las pérdidas por efecto corona son, corrientemente,

pequeñas en una línea correctamente proyectada, la conductancia entre los conductores de una línea aérea se supone que es igual a cero.

Las pérdidas variables son aquellas que dependen de la demanda, las pérdidas por efecto Joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables ( $R I^2$ ).

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en su totalidad como pérdidas variables con la demanda, debido a que solo aparecen cuando hay demanda de energía (carga conectada), esto se debe a que cuanto más energía consume el usuario (aumento de demanda) aumenta en forma proporcional el valor de medición, fraude o cobros fijos.

Un aspecto importante en las pérdidas de transformación es de división de pérdidas fijas y variables, ya que su estimación y medición son distintas.

También es necesario tener un porcentaje de pérdidas en cada clasificación, para poder caracterizarlo en su nivel óptimo de pérdidas, con el objeto de disponer de una base para identificar aquellos que arrojan pérdidas excesivas y para efectuar los análisis económicos que justifiquen la adopción de medidas para su control y reducción.

### 1.3. NIVELES ÓPTIMOS DE PÉRDIDAS.

Al igual que el sistema eléctrica global, cada sistema puede caracterizarse por el nivel óptimo de pérdidas, el cual a su vez será la meta óptima económica entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción para el sistema en cuestión.

El cálculo óptimo es particular para cada sistema y por lo tanto no se puede definir un óptimo general. A manera ilustrativa se presenta en la tabla 1.5. los valores promedio<sup>1</sup>.

Sistema	Pérd. deseables %
Transmisión	1.4
Subtransmisión	2.0
Distribución	3.2
TOTAL	6.6

**Tabla 1.5. Niveles deseables de pérdidas por sistemas.**

No es suficiente con efectuar balances globales para un sistema eléctrico. Los balances por sistema dan resultados complementarios para identificar, en primera instancia y con pocos datos adicionales en que nivel de tensión o

---

<sup>1</sup> Munashinghe M. W. Scott. Energy Efficiency: Optimization of Electric Distribution system Losses, World Bank. Energy Department paper No. 6, Julio 1982.

región geográfica se concentran las pérdidas. Dos sistemas eléctricos con igual porcentaje de pérdidas a nivel global pueden tener problemas muy diferentes y requerir soluciones distintas.

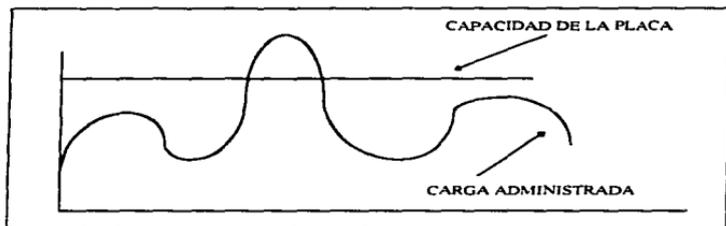
#### **1.4. CARGA.**

La carga global de un sistema esta constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, alumbrado público y residencial).

En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva, La potencia suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total varia en función del tiempo siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema.

En la figura 1.3. se muestra la curva que representa la variación de la potencia real suministrada por un sistema, en función del tiempo durante un período de 24 horas. El área bajo la curva representa la energía eléctrica generada durante ese periodo de tiempo. La ordenada máxima de la curva determina la capacidad de generación de que se debe disponer para poder satisfacer la demanda. La relación entre el área bajo la curva y el área que se obtendría si la demanda se

mantuviere a su valor máximo durante todo el periodo de tiempo considerado, se llama factor de carga.



*Figura 1.3. Curva de carga típica.*

### **Características de la carga.**

En el diseño y planeación de los sistemas de distribución se puede considerar a las cargas como individuales o como grupos de carga.

Todas las cargas pueden ser descritas por los lectores desde un grupo sincronizado de instrumentos, los cuales contienen varias cantidades eléctricas (su utilización tiene muchos inconvenientes).

Las definiciones de las características particulares pueden ser desarrolladas para describir las cargas. Desafortunadamente la magnitud precisa de esas características para las cargas individuales son parámetros desconocidos en los

sistemas de distribución. Por lo que se usan aproximaciones basadas en la información generalizada.

### **Carga instalada**

Es la suma de las potencias nominales, de los equipos eléctricos conectados al sistema o instalación de una zona determinada, se expresa en kvas.

### **Densidad de carga**

Es un término utilizado para cuantificar la carga por unidad de superficie se expresa generalmente en KVA/km<sup>2</sup> y MVA/km<sup>2</sup>.

### **Demanda**

La demanda de una instalación eléctrica es la carga media en las terminales receptoras durante un periodo de tiempo determinado. Este periodo de tiempo se llama intervalo de demanda. La demanda se expresa en unidades de potencia o corriente.

### **Demanda máxima**

La demanda máxima de una instalación o sistema es la demanda más alta durante un intervalo de tiempo especificado. La demanda máxima es de gran

importancia en el diseño de un sistema ya que presenta las condiciones más severas de operación.

- Unidades kW, kVA, kVARS
- Intervalo de demanda en un periodo (semana, mes, bimestral, etc, el cual es especificado).

### **Intervalo de demanda**

Es el periodo sobre el cual la carga es promediada

- Duración con la constante de tiempo de los aparatos.
- Duración determinada por una aplicación particular.
- 15,30, 60 minutos, intervalo de demanda, usualmente para estudios de distribución.

### **Factor de demanda (FD)**

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y el total de la carga conectada al mismo, o sea es el cociente de la demanda máxima de un sistema y la carga máxima instalada.

$$FD = \frac{\text{Demanda máxima del sistema}}{\text{Carga conectada al sistema, la cual puede estar en servicio}}$$

### **Demanda máxima diversificada**

Es la demanda máxima de un sistema y el número de consumidores o cargas individuales conectados al mismo.

### **Factor de utilización (FU)**

Es la relación de la demanda máxima del sistema entre la capacidad nominal del sistema, mientras que el factor de demanda indica el grado al que la carga total conectada es abastecida, el factor de utilización indica el grado al que el sistema esta siendo aprovechado durante el pico de carga con respecto a su capacidad nominal.

$$FU = \frac{\text{Demanda máxima del sistema}}{\text{Rango de capacidad del sistema}}$$

### **Factor de carga (LDF)**

Es la relación entre la carga promedio durante un determinado periodo y la demanda máxima que ocurre en dicho periodo.

$$FU = \frac{\text{Carga promedio sobre periodo de tiempo designado.}}{\text{Carga pico ocurrida en el periodo}}$$

### **Factor de diversidad**

Es el cociente de la suma de las demandas máximas individuales de las partes de un sistema entre la demanda máxima del sistema completo, es mayor que uno.

### **Factor de coincidencia**

Cuando se tiene grupos de cargas de características similares, es necesario considerar la diversidad existente en el uso de la energía eléctrica por los distintos grupos de consumidores. Para evaluar esta situación se toma cuenta un parámetro conocido como factor de coincidencia, el cual se define como la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas individuales de dichos consumidores. El factor de coincidencia es recíproco al factor de diversidad.

### **Factor de pérdidas (LSF)**

$$\text{LSF} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia en el pico}}$$

**Tiempo equivalente de pérdidas pico (EPLT)**

$$\text{EPLT} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio} \times \text{Hrs en el periodo}}{\text{Pérdidas de potencia en el pico}}$$

**Tiempo equivalente de pico (EP)**

$$\text{EP} = \frac{\text{Energía total demandada}}{\text{Demanda pico}}$$

## **CAPITULO II. CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

**Objetivo:**

**DEFINIR CUALES SON LOS COMPONENTES NECESARIOS PARA UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, ASÍ COMO LAS CARACTERÍSTICAS NECESARIAS PARA SU BUEN FUNCIONAMIENTO.**

## **CAPITULO II. CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

En general se dice que una red de distribución es un conjunto de elementos eléctricos interconectados, cuya función principal es la de suministrar a los usuarios la energía eléctrica producida en las plantas generadoras.

La energía eléctrica generada es transportada por medio del sistema de transmisión a alta tensión, llegando hasta las subestaciones de distribución, que proporcionan tensiones menores de 60 kV.

Un sistema de distribución comprende: los alimentadores primarios que parten de las subestaciones de distribución, los transformadores de distribución para reducir la tensión al valor de utilización de los usuarios y los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor.

Los alimentadores primarios son trifásicos de tres hilos o cuatro hilos, las derivaciones de la alimentación troncal puede ser trifásicas o monofásicas. Las tensiones entre hilos varían según los sistemas de distribución. Las tensiones más bajas corresponden a instalaciones antiguas, ya que la tendencia moderna es utilizar tensiones de 13.2 kV y superiores. Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos de cuatro hilos.

En nuestro país las tensiones de distribución primarias recomendadas son 13.2 y 23 kV, y superiores. Las secundarias son 120 y 200 V entre fase y neutro y

## **CAPÍTULO II. CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

En general se dice que una red de distribución es un conjunto de elementos eléctricos interconectados, cuya función principal es la de suministrar a los usuarios la energía eléctrica producida en las plantas generadoras.

La energía eléctrica generada es transportada por medio del sistema de transmisión a alta tensión, llegando hasta las subestaciones de distribución, que proporcionan tensiones menores de 60 kV.

Un sistema de distribución comprende: los alimentadores primarios que parten de las subestaciones de distribución, los transformadores de distribución para reducir la tensión al valor de utilización de los usuarios y los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor.

Los alimentadores primarios son trifásicos de tres hilos o cuatro hilos, las derivaciones de la alimentación troncal puede ser trifásicas o monofásicas. Las tensiones entre hilos varían según los sistemas de distribución. Las tensiones más bajas corresponden a instalaciones antiguas, ya que la tendencia moderna es utilizar tensiones de 13.2 kV y superiores. Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos de cuatro hilos.

En nuestro país las tensiones de distribución primarias recomendadas son 13.2 y 23 kV, y superiores. Las secundarias son 127 y 220 V entre fase y neutro y

entre fases respectivamente. A continuación se muestra en la tabla 2.1. una tabla de tensiones nominales del sector eléctrico.

<b>Preferentes</b>	<b>Restringidas</b>	<b>Congeladas</b>
0.120	85	2.4
0.127	138	4.4
0.240	161	6.9
13.8		11.8
23		20
34.5		44
69		60
115		66
230		70
400		90
		95
		150

**Tabla 2.1. Tensiones nominales del sistema eléctrico en kV.**

## **II.1. TIPOS DE TENSIONES.**

### **Tensiones preferentes**

Son aquellas que se deben utilizar en todo el sector eléctrico.

### **Tensiones Restringidas**

Son aquellas que debido al grado de desarrollo y al valor de las instalaciones, no es posible eliminar siendo inevitable en el futuro aceptar algunas aplicaciones de las mismas.

### **Tensiones Congeladas**

Son aquellas que se van eliminado progresivamente hasta su desaparición operando la tensión preferente más próxima.

## **II.2 TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

### **II.2.1. Sistemas aéreos.**

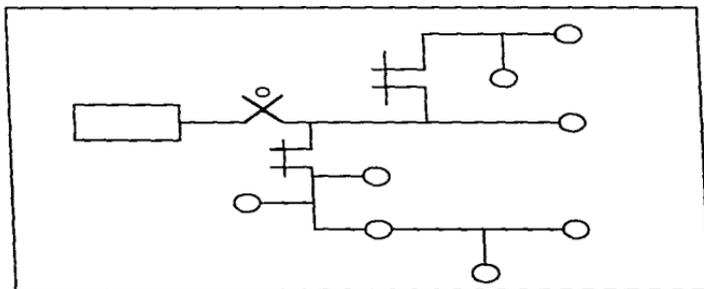
Un sistema de distribución aéreo es aquel que mediante equipo como transformadores, conductores, cuchillas, crucetas, aisladores, etc. instalados en postes o estructuras de distintos materiales, permite la transportación de la energía eléctrica de las subestaciones de distribución a los usuarios en forma por

demás continua, considerando el gran número de agentes adversos que provocan fallas o interrupciones de distinta naturaleza.

La operación de un sistema aéreo de distribución es netamente en forma radial, lo cual se describe brevemente a continuación.

### **Sistema radial aéreo**

Por definición en un sistema radial, el flujo de energía tiene una trayectoria de la fuente a la carga. Este sistema es el más común debido a su simplicidad y bajo costo, en la figura 2.1. se muestra un sistema radial puro típico.



**Figura 2.1. Sistema radial puro**

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en zonas suburbanas y en zonas rurales. Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución que están también montados sobre postes.

En regiones rurales, en las que la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro, en regiones suburbanas y urbanas, con mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de interconexión. En servicio normal estos puntos de interconexión están abiertos; en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un alimentador a otro.

Los circuitos secundarios conectan al secundario de cada transformador de distribución a los servicios, siguiendo también una disposición radial, aunque en algunos casos se conectan o interconectan los secundarios de transformadores adyacentes.

### **II.2.2. Sistemas Subterráneos.**

Para tener un servicio con alta confiabilidad y atender áreas con gran demanda de energía se utilizan las redes subterráneas. Estas redes son más confiables porque no están sujetas a descargas atmosféricas impactos de vehículos, etc. Las líneas aéreas si sufren estos efectos y a causa de ellos interrumpen el servicio. Sin embargo las redes subterráneas tienen la desventaja de que en ellas

el lugar de las fallas se detectan con dificultad, los trabajos se hacen más difíciles y las interrupciones son más prolongadas que en las líneas aéreas.

Por su operación las redes subterráneas pueden ser:

**a) De operación radial.**

Las redes subterráneas de operación radial son de más bajo costo relativamente y de gran simplicidad por lo cual continúan usándose aunque no sean las más confiables.

**b) De operación en paralelo.**

La alimentación en paralelo es utilizada sobre todo en baja tensión. Con este arreglo en la primaria se manifiesta una estructura sencilla, por ejemplo, las subestaciones se conectan en derivación radial. La continuidad se asegura por la red de baja tensión. Las protecciones en estos casos solo se tienen a la salida de los alimentadores de la red, la eliminación de fallas en la red de baja tensión se revisan por autoconexión o bien por fusibles instalados en los tramos de los cables.

**Sistema Radial Subterráneo.**

El sistema de distribución subterráneo radial adopta la configuración más sencilla que es la llamada arboral, que consiste en un trocal y varios ramales laterales según los centros de carga por alimentar, ya sea subestaciones convencionales o tipo bóveda por lo tanto la mayor densidad de corriente en el

el lugar de las fallas se detectan con dificultad, los trabajos se hacen más difíciles y las interrupciones son más prolongadas que en las líneas aéreas.

Por su operación las redes subterráneas pueden ser:

a) De operación radial.

Las redes subterráneas de operación radial son de más bajo costo relativamente y de gran simplicidad por lo cual continúan usándose aunque no sean las más confiables.

b) De operación en paralelo.

La alimentación en paralelo es utilizada sobre todo en baja tensión. Con este arreglo en la primaria se manifiesta una estructura sencilla, por ejemplo, las subestaciones se conectan en derivación radial. La continuidad se asegura por la red de baja tensión. Las protecciones en estos casos solo se tienen a la salida de los alimentadores de la red, la eliminación de fallas en la red de baja tensión se revisan por autoconexión o bien por fusibles instalados en los tramos de los cables.

**Sistema Radial Subterráneo.**

El sistema de distribución subterráneo radial adopta la configuración más sencilla que es la llamada arboral, que consiste en un trocal y varios ramales laterales según los centros de carga por alimentar, ya sea subestaciones convencionales o tipo bóveda por lo tanto la mayor densidad de corriente en el

conductor se localiza en el tramo comprendido entre la subestación principal y el primer transformador conectado a la primera derivación. De esto se desprende que la corriente va disminuyendo hacia el extremo final del alimentador, por lo que teóricamente el calibre del conductor podría irse reduciendo; sin embargo, en la práctica esto queda en función de la regulación de tensión y el enlace con otros alimentadores radiales. Por lo que usualmente el trocal es de una sola sesión, reduciéndose en los ramales laterales.

### **II.2.3. Red Automática.**

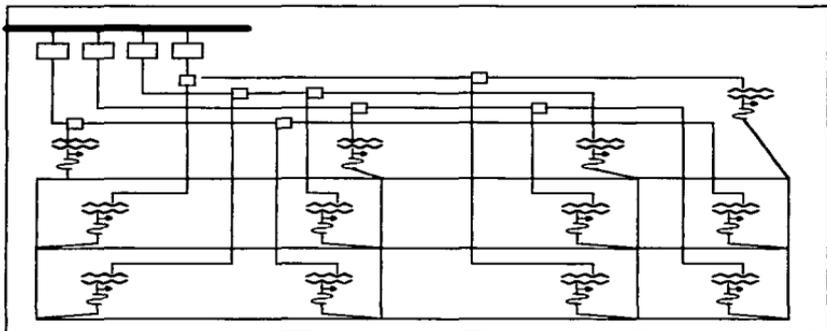
La red automática o sistema de distribución en malla, consiste en una red interconectada en baja tensión operando a un voltaje de utilización de 220/127 ó 265/460 y energizada desde alimentadores radiales de 23, 000, 13,800 ó 6,000 volts, unidos por medio de transformadores de 23,000/BT, 13,800/BT ó 6,000/BT.

Este sistema de distribución en baja tensión es la solución adoptada en muchas ciudades para proporcionar un buen servicio y una buena regulación de voltaje en zonas importantes y donde se tiene una gran concentración de cargas.

El sistema de alimentadores múltiples en alta tensión al que se conecta un número determinado de transformadores, que a su vez alimentan la malla de baja tensión, se diseña de tal manera que asegure una continuidad del 100 %, excepto en el caso de que existiera una falla en la subestación de potencia que alimenta a los primeros de la red. El diseño del sistema se basa en que una falla

en cualquier alimentador primario o transformador de red no cause interrupción en el servicio, dado que la carga está alimentada por el resto de los primarios y transformadores del sistema. La salida automática de una alta tensión o transformador con falla se garantiza por la operación de los protectores de red que operan por corriente inversa.

El sistema automático garantiza un servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en alta tensión y en el secundario no afectan a los usuarios. Los componentes básicos de una red automática en baja tensión se indican en el diagrama de la figura 2.2.



**Figura 2.2. Diagrama de una red automática en baja tensión.**

### **II.3 Componentes de los sistemas de distribución**

En los sistemas de distribución la tarea de proporcionar a los usuarios un servicio eficiente y seguro, radica en un alto porcentaje en los materiales y equipo empleado.

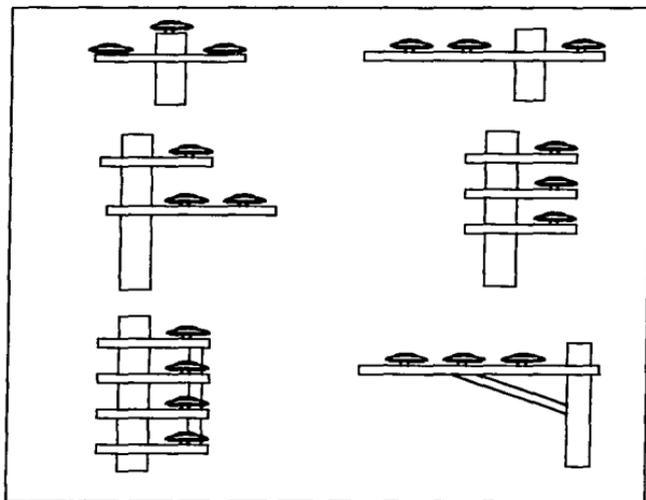
Los componentes que a continuación se describen son algunos de los más porcentajes en los sistemas de distribución aéreo y subterráneo.

#### **II.3.1 Alimentadores**

Son elementos conductores encargados de transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia a los centros de consumo. Los conductores comúnmente empleados en los sistemas de distribución y sus disposiciones se muestran en la figura 2.3.

Podemos distinguir tres clases principales de conductores eléctricos que se utilizan en redes de distribución.

- a) Conductores para líneas primarias.
- b) Conductores para líneas secundarias.
- c) Conductores para acometidas.



**Figura 2.3. Disposiciones típicas de los conductores aéreos**

Los conductores que se utilizan para el sentido de líneas primarias, siempre son desnudos y su aislamiento lo constituyen los aisladores de porcelana o vidrio que se instalan en cada poste o estructura de soporte, de hecho el verdadero aislamiento de estas líneas está formado por el aire que los rodea. Por su manera de ser instalados, estos conductores trabajan tanto eléctrica como mecánicamente, se requiere que aunados a una alta conductividad en vista de

minimizar las pérdidas por disipación de calor, estén capacitados para soportar fuertes esfuerzos de tensión y sean lo más livianos posible, para no fatigar demasiado los elementos de apoyo.

Estos conductores se expondrán además a efectos del medio ambiente, durante toda su vida útil y por lo tanto se precisará de metales que toleren estos efectos sin sufrir una penetración de corrosión tal, que afecte a sus características de operación.

En base a las propiedades requeridas se han utilizado tradicionalmente los cables de cobre de temple duro o semiduro y los cables de ACSR los cuales están formados por hilos de aluminio puro, reforzados por uno o varios hilos de acero galvanizado de acuerdo con su calibre y diseño.

CABLE BMCC													
Cables de Cobre Entorados													
nombre	Calibre AWG	No de hilos	dc	D	aislamiento e	Sección de CU mm <sup>2</sup>		Resistencia	Corriente de trabajo		Cable manejero		
Cab. BMCC 310	10	19	8.7	11.74	1.52	53.5	0.385	195			CU D2		
Cab. BMCC 3x4	4	7	5.5	7.74	1.14	2.12	0.980	165			CU D-4		
Nombre	No de hilos		Equiv.	Diámetro (mm)			Sección (mm <sup>2</sup> )		Resistencia		Peso Kg km		
	AL	AC		D	d1	d2	AL	FOF	C.A. 63°C	Máx. KG.	Corr. trab.	AL	AC
Cable ALD 336	19	—	4.0	16.9	—	—			0.189	2948	470	46.7	—
Cable ACSR 10	6	1	2	10.1	3.4	3.4	53.5	62.4	0.696	1925	220	146	69
Cable ACSR 2	6	1	4	6.0	2.7	2.7	33.6	39.2	1.070	1260	160	92	43

**Tabla 2.2. Características de los conductores aéreos**

Los ACSR son los conductores cuyo uso se ha difundido más generalmente tanto por su economía como por sus mejores características mecánicas, aunque desde el punto de vista meramente eléctrico siempre será preferido el cobre por su mejor conductividad.

Por otro lado la alta resistencia mecánica de los cables ACSR y su menor peso así como su mayor diámetro conductor debido a la ilustración de los hilos de acero nos permitirán una mayor separación interpostal con el consiguiente ahorro de estructuras, además de mantener en un nivel más alto el voltaje disruptivo requerido para la presentación del efecto corona. Los calibres normalizados para los conductores de ACSR se hallan entre 336.5 KMC para 13.8 kV y 266 KCM para 34 y 23 kV. Se pretende que la selección de estos conductores una vez considerada la capacidad de conducción de corriente se corrija en atención a la máxima regulación de voltaje permitida en primarios, que es por norma del 10 % de la tensión normal.

Los conductores que se utilizan para el tendido de líneas secundarias, como en el caso de las primeras, también son desnudos y están sujetos a los mismos efectos mecánicos y ambientales.

De manera indistinta se utilizan alambre o cables de cobre duro o semiduro o cables ACSR, los calibres de norma respectivos fluctúan entre 1/0 - 4 AWG. También en la selección de estos conductores deberá tomarse en cuenta la capacidad de conducción, pero prevalecerá el criterio de la caída de tensión, debido a las longitudes que se acostumbran a manejar.

De acuerdo a las normas en vigor, la máxima caída permisible de tensión no deberá exceder al 5% del valor del voltaje nominal.

Los conductores utilizados para el tendido de las acometidas pueden ser de varios tipos de acuerdo con la usanza en distintas regiones del país, en donde indistintamente encontramos cables concéntricos autosoportados por el neutro o dúplex.

#### **Resistencia eléctrica de los conductores.**

La resistencia se encuentra uniformemente distribuida a lo largo de las líneas de distribución, secundarios y acometidas, formando parte de la impedancia serie en el circuito equivalente de las líneas.

La resistencia de los conductores es una de las causas principales de las pérdidas de energía en las líneas de distribución y cuya fórmula (por fase) se expresa de la siguiente forma:

$$P=R_e I_{ef}^2$$

Donde:

P= Pérdida de potencia del conductor (Watts)

I<sub>ef</sub>= Corriente eficaz del conductor (Amperes)

R<sub>e</sub>= Resistencia efectiva del conductor (Ohms)

La resistencia efectiva es igual a la resistencia del conductor a la corriente continua, sólo en aquellos casos en que la distribución de la corriente en el conductor sea uniforme.

La resistencia a la corriente continua podemos obtenerla definiendo  $\rho$  como la resistividad del conductor.

$$\rho = \frac{E}{\left(\frac{I}{A}\right)}$$

Sea  $V_a$  y  $V_b$  los potenciales en dos puntos de un conductor separados por la distancia  $L$ . La intensidad del campo eléctrico  $E$  en el conductor es entonces igual al gradiente de potencia  $(V_a - V_b)/L$  por lo tanto la ecuación anterior puede reescribirse como:

$$\rho = \frac{(V_a - V_b)}{i \left(\frac{L}{A}\right)}$$

o sea que:

$$i = \frac{(V_a - V_b)}{\rho \left(\frac{L}{A}\right)}$$

La magnitud  $\rho (L/A)$  se denomina resistencia  $R$  del conductor.

$$R = \frac{\rho L}{A}$$

En donde:

$\rho$  = Resistividad del conductor.

L = Longitud del conductor.

A = Área de la sección transversal.

La resistencia de un conductor es directamente proporcional a la resistividad del material de que está hecho y a la longitud del conductor e inversamente proporcional a su sección transversal. Existe gran diferencia en las resistividades de los diferentes materiales de modo que pueden agruparse en dos clases, conductores y aisladores como se muestra en la tabla 2.3.

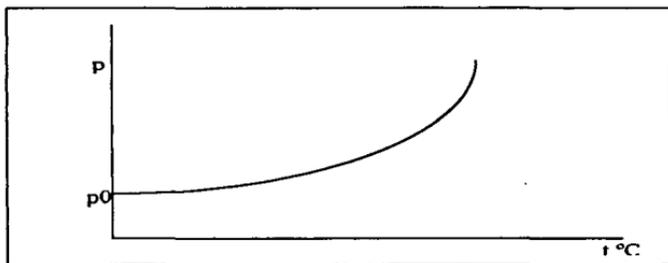
MATERIAL	$\rho$ (ohms-metro)
Aluminio	$2.63 \times 10^{-8}$
Cobre	1.72
Hierro	10
Mercurio	94
Plata	1.47
Plomo	22
Ambar	$5 \times 10^{14}$
Azufre	$1 \times 10^{13}$
Madera	$10^8 - 10^{11}$
Mica	$10^{11} - 10^{15}$
Vidrio	$10^{10} - 10^{14}$

**Tabla 2.3. Resistividades**

De la tabla de resistividades resulta evidente que los materiales que tienen resistividades grandes son malos conductores ó buenos aisladores. Inversamente, los materiales de pequeña resistividad son buenos conductores.

No existe ningún aislador perfecto ( $\rho = \infty$ ), tampoco un conductor perfecto ( $\rho=0$ ).

La resistividad de todos los conductores, varía con la temperatura. La figura 2.4. muestra una gráfica de la resistividad en función de la temperatura de un conductor metálico.



**Figura 2.4. Variación de la resistividad con la temperatura en un conductor metálico.**

La curva puede representarse satisfactoriamente por una ecuación de forma:

$$\rho = \rho_0 + at + bt^2 + ct^3 + \dots$$

Siendo  $\rho_0$  la resistividad a 0 °C,  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , etc., constantes características de cada metal, y  $t$  es la temperatura en grados centígrados. En los casos como el del cobre donde la resistencia permanece casi constante en el intervalo de 0 - 500 °C, se pueden despreciar los términos en  $t^2$  y potencias superiores, pudiéndose escribir:

$$\rho = \rho_0 + at$$

Si el conductor tiene una longitud igual a la unidad y una sección también unitaria, la razón  $L/A$  es igual a la unidad por lo que:

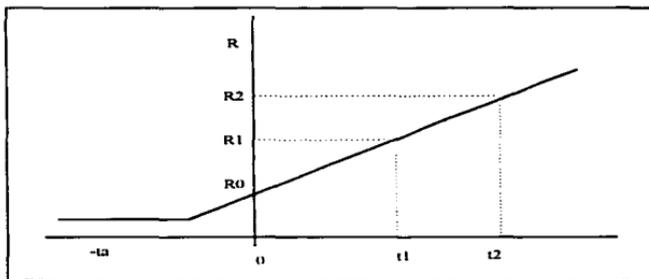
$$R = \rho$$

Por lo tanto la ecuación anterior podemos escribirla como sigue:

$$R = R_0 ( 1 + at )$$

La magnitud  $\alpha$  se denomina coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura y es la variación relativa de la resistencia al incrementar la temperatura en un grado centígrado.

Como  $R$  es igual a  $\rho$  numéricamente y considerando que la variación de la resistencia de los conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el margen normal de utilización, podemos graficar la resistencia como se presenta en la figura 2.5.



**Figura 2.5. Variación de la resistencia con la temperatura.**

Se puede conocer R1 teniendo como dato R0:

$$R1 = \rho = R_0 ( 1 + \alpha_0 t1 )$$

Como a temperaturas completamente bajas, cerca del cero absoluto algunos conductores pierden sus últimos vestigios de resistencia, por el fenómeno conocido con el nombre de superconductividad, y basándose en esta propiedad se puede calcular  $\alpha_0$  a temperatura absoluta ( $t_a$ ).

$$0 = R_0 [ 1 + \alpha_0 ( - t_a ) ]$$

Puede calcularse una resistencia a una temperatura cualquiera en base a la figura 2.5., por ejemplo para una temperatura  $t_2$  tenemos:

$$R_2 = R_0 (1 + \alpha_0 t_2) \text{ y } R_1 = R_0 (1 + \alpha_0 t_1)$$

igualando estas ecuaciones se obtiene:

$$(1 + \alpha_0 t_1) [1 + \alpha_1 (t_2 - t_1)] = 1 + \alpha_0 t_2$$

$$(1 + \alpha_0 t_1) + (t_2 - t_1) (1 + \alpha_0 t_1) = 1 + \alpha_0 t_2$$

$$\alpha_1 (t_2 - t_1) (1 + \alpha_0 t_1) = \alpha_0 (t_2 - t_1)$$

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_0 (t_2 - t_1)}{(t_2 - t_1) (1 + \alpha_0 t_1)}$$

Después del desarrollo matemático se encuentra que:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_0}{(1 + \alpha_0 t_1)}$$

### **Influencia del efecto superficial sobre la resistencia**

Si se considera el flujo de una corriente alterna por un conductor, la pérdida de energía producida por la resistencia es mayor que la producida cuando circula corriente continua de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

Esto se explica si se considera al conductor compuesto por "n" filamentos con una sección igual y de la misma longitud por lo que se tendrá una resistencia igual para cada filamento.

Haciendo circular una corriente continua, la diferencia de potencial en cada filamento es la misma, teniendo la misma resistencia en todos los filamentos, la corriente en cada filamento será igual a la de los otros filamentos.

Ahora se hace circular una corriente alterna por el conductor, el flujo magnético que producirá esta corriente será en flujo alterno, que al cortar los "n" filamentos del conductor, inducirá una fuerza electromotriz en cada filamento, opuesta a la diferencia de potencial aplicada en los extremos del conductor.

Los filamentos centrales son eslabonados por más líneas de fuerza que los filamentos de la parte superficial del conductor y por lo tanto la fem inducida en los filamentos centrales será mayor que la inducida en los filamentos superficiales.

Como diferencia de potencial aplicada en los extremos de los filamentos son iguales, se tiene que verificar que las caídas de potencial en cada filamento sean igual y por lo tanto las corrientes en los filamentos centrales, en los que la fem inducida es mayor, deberán de ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, o sea que la densidad de corriente es mayor que el centro del conductor. Este fenómeno se llama efecto superficial, esto equivale a una disminución de la sección transversal del conductor lo que aumenta la resistencia llamada efectiva que se obtiene de:

$$R_e = \frac{P}{I_e^2}$$

donde:

$R_e$  = Resistencia efectiva del conductor (ohm)

$P$  = Pérdida de potencia en el conductor (watts)

$I_e$  = Corriente eficaz del conductor (Amp.)

### **II.3.2. TRANSFORMADORES.**

El transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es la de cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

El núcleo, constituye el circuito magnético, que esta fabricado en lámina de acero al silicio, con espesores del orden de 0.28 mm. La norma que utiliza el

fabricante para el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades del diseño.

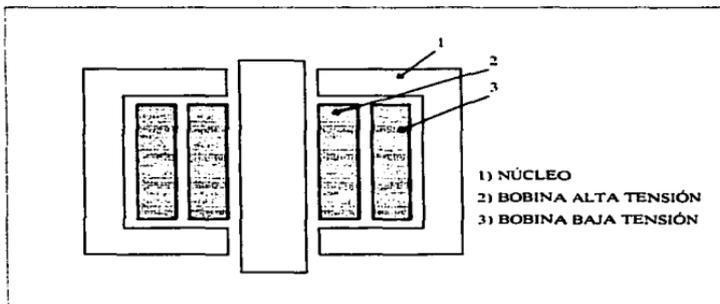
Las bobinas, constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va ha estar sumergida. Las normas tampoco establecen condiciones específicas, quedando a servicio de los diseñadores el adoptar criterios que vayan de acuerdo con la capacidad y tensión, y que incidan en la forma de las bobinas.

### **Tipos de transformadores**

Los transformadores pueden clasificarse desde diferentes puntos de vista, se empezara por su forma y proporción del núcleo.

#### **Tipo de núcleo**

- a) **Acorazado (shell).** Tiene como característica que el núcleo es el que envuelve a las bobinas como se ve en la figura 2.6.



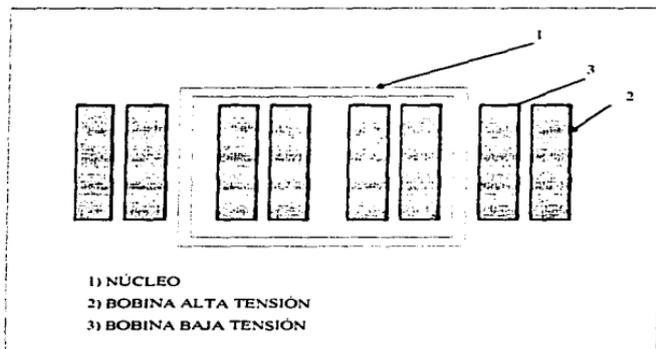
**Figura 2.6. Transformador acorazado**

Este tipo de diseño tiene algunas ventajas: alta resistencia mecánica, baja impedancia, facilidad para transportar en mayores potencias, mejor regulación, también tiene desventajas que se deben considerar como: Costo inicial, costo de reparación, etc.

De columnas. Su característica principal es que las bobinas envuelven al núcleo como se ve en la figura 2.7.

Se utiliza generalmente en mediana y baja potencia, con algunas ventajas como:

- 1.- Bajo costo
- 2.- Mayor impedancia



**Figura 2.7. Transformador de columnas.**

Sin embargo presenta algunas desventajas como:

- 1.- Menor resistencia mecánica
- 2.- Menor regulación

### **Tipo de enfriamiento**

La selección del sistema de enfriamiento de un transformador es de primordial importancia, debido a que ello influye mucho en la vida y capacidad, así como en el costo y espacio disponible en el cual debe instalarse. Se han normalizado una serie de tipos de enfriamiento; las Normas Americanas para

Transformadores, Reguladores y Reactores ASA C57-1948, definen seis métodos básicos de enfriamiento para los transformadores sumergidos en líquidos y tres para los transformadores secos que son identificados por las siguientes designaciones:

a) OA: Sumergiendo en líquido aislante, con enfriamiento natural.

En estos casos transformadores el aceite aislante circula por convención natural dentro de un ataque con paredes lisas o corrugadas o bien provistos de enfriadores tubulares o radiadores separables.

Por lo general en transformadores de más de 50 kVA, se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas. En capacidades mayores de 3000 kVA, se usan radiadores del tipo desmontable.

Este tipo de transformadores con voltajes de 46 kV o menores pueden tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite.

b) OA/FA: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio, con enfriamiento con aire forzado.

Este es básicamente un transformador OA al cual se le han adicionado ventiladores para aumentar la capacidad de disipación del calor en las superficies de enfriamiento.

- c) OA/FOA/FOA:** Sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado-aire forzado/con aceite forzado/aire- forzado.

La capacidad del transformador tipo OA sumergido en líquido aislante puede ser aumentada por el empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los ventiladores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.333 veces sobre el diseño OA; en el segundo paso se hace trabajar a la totalidad de los ventiladores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces en el régimen OA. Estos transformadores se designan igualmente con el nombre de triple capacidad.

Normalmente se fabrican en tamaños de 10000 kVA monofásicos o 12000 kVA 3  $\phi$  y mayores con base en el régimen OA. Variaciones aceptadas de este tipo de enfriamiento son las unidades OA/FA/FA y OA/FA/FOA cuya construcción queda definida por su propia designación.

- d) FOA:** Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado.

Este tipo de transformadores se usan únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo: tales condiciones absorben cualquier carga de pico a plena capacidad.

e) OW: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua.

Entre este tipo de transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite circula alrededor de los serpentines por convención natural.

f) FOW. Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

El transformador es prácticamente igual que el FOA, excepto que el cambiador de calor es del modelo agua aceite y por lo tanto el enfriamiento de aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

g) AA: Tipo seco, con enfriamiento propio.

La característica principal de esos transformadores es que no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento y es el aire el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas; se manufacturan para voltajes menores de 15 kV y hasta 2000 kVA.

h) AFA: Tipo seco, con enfriamiento por aire forzado.

Estos transformadores se emplean para aumentar la potencia del tipo AA y tiene una capacidad simple basada en la circulación de aire forzado por ventiladores o sopladores; por medio de aberturas en el ducto se lleva el aire a cada núcleo del transformador

- i) AA/FA: Tipo seco, con enfriamiento natural/con enfriamiento por aire forzado. Este tipo es básicamente un transformador AA al cual se le han adicionado ventiladores para aumentar la capacidad de disipación en las superficies de enfriamiento.

**Por el número de fases**

- a) Monofásicos
- b) Trifásicos

En sistemas de potencia el transformador monofásico tiende a desaparecer, por el alto costo y área de instalación, debido a que los diseños modernos dan mayor confiabilidad a los transformadores trifásicos.

**Por su localización**

- a) Interior
- b) Intemperie

Esta clasificación depende del diseño de la subestación, pero para transformadores de gran potencia, es recomendable el tipo intemperie debido a su volumen.

- i) AA/FA: Tipo seco, con enfriamiento natural/con enfriamiento por aire forzado. Este tipo es básicamente un transformador AA al cual se le han adicionado ventiladores para aumentar la capacidad de disipación en las superficies de enfriamiento.

**Por el número de fases**

- a) Monofásicos
- b) Trifásicos

En sistemas de potencia el transformador monofásico tiende a desaparecer, por el alto costo y área de instalación, debido a que los diseños modernos dan mayor confiabilidad a los transformadores trifásicos.

**Por su localización**

- a) Interior
- b) Intemperie

Esta clasificación depende del diseño de la subestación, pero para transformadores de gran potencia, es recomendable el tipo intemperie debido a su volumen.

**Por su capacidad**

- a) De potencia 500 kVA y mayor
- b) De distribución 500 kVA y menor.

**Por su aplicación**

- a) Elevador
- b) Reductor
- c) De instrumentos
- d) De tierras
- e) Regulador, etc.

**Por el tipo de preservación del aceite**

- a) Con tanque conservador:
  - Respiración a través de sílica.
  - Sello de Nitrógeno (N<sub>2</sub>) Aislado con Bolsa o Diafragma.
  - Respiración libre.
- b) Sin tanque conservador:
  - Respiración a través de sílica.
  - Sellado con gas (aire o nitrógeno).

### **Por su conexión**

Las conexiones más comunes son:

- a) Delta/Estrella
- b) Estrella/Estrella
- c) Estrella/Estrella/Delta
- d) Delta/Delta
- e) Zig-Zag (Estrella rota)
- f) Estrella/Delta

Aunque existen otras conexiones menos utilizadas en el sistema eléctrico.

#### **II.3.2.1. Cálculo de la disponibilidad de carga de un transformador.**

Dada la relevancia que tiene en el funcionamiento de las cargas de las redes de distribución la operación de los transformadores en forma eficiente, es de gran importancia realizar un estudio bajo diferentes condiciones de carga de los transformadores.

Las condiciones de servicio a que se les destine determinara hasta cierto punto las condiciones de pérdidas en ellos, y de cierta manera su tiempo de vida útil.

La corriente de carga de un transformador produce esfuerzos magnéticos en los devanados y también produce calentamiento (pérdidas por efecto joule)  $RI^2$  , este calor generado va hacia los devanados, al aceite aislante, al tanque y finalmente al medio que lo rodea. La cantidad total de calor generado y la eficiencia para disiparlo determina la temperatura final del devanado. esta temperatura final conjuntamente con el ciclo de carga del transformador determinan la carga que puede operar un transformador sin dañar excesivamente sus aislamientos.

Los fabricantes usualmente diseñan un transformador para suministrar una cierta carga continua (de acuerdo a la capacidad planeada) para ciertas condiciones específicas de operación, esta carga dará una vida normal para los aislamientos y de aquí del transformador.

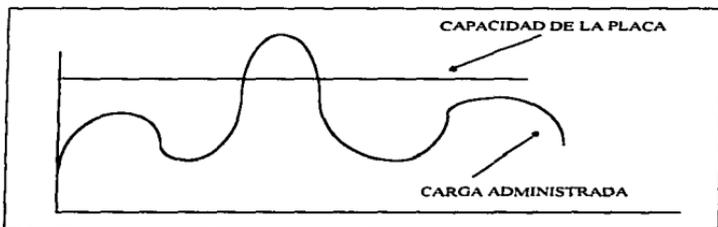
El deterioro del aislamiento se presenta por la carga a cualquier valor sobre la nominal, en donde son más nocivos los calentamientos. El grado de deterioro se incrementa aproximadamente el cobre por cada 5-10 °C de incremento en la temperatura del conductor.

Cabe mencionar que los transformadores que han funcionado bajo condiciones anormales de sobrecarga y cortocircuitos pierden drásticamente sus características de funcionamiento, así como las características físicas y eléctricas.

Por otro lado es conveniente considerar que el deterioro del aislamiento es acumulativo, un transformador puede ser sobrecargado durante algunos periodos y otros periodos operan con poca carga, el efecto combinado de estos ciclos puede ser tal que el deterioro pueda ser retardado.

Por esta razón la disponibilidad de carga de un transformador puede ser en ocasiones muy diferente a su capacidad de placa.

En la figura 2.8. se muestra la variación de carga de un transformador con relación a su capacidad de placa.



**Figura 2.8. Curva de carga típica.**

La disponibilidad de carga de un transformador se puede definir como la carga pico que un transformador puede suministrar para un ciclo de carga específico sin exceder sus límites de calentamiento de los devanados.

La capacidad de carga de un transformador esta determinada por el ciclo de carga y por las características del transformador.

Normalmente se diseñan los transformadores de potencia de modo que sus características se aproximen a las de un transformador ideal.

Se debe conocer el ciclo de carga para el transformador de una subestación específica. Por ejemplo, cada subestación que proporciona servicio a una industria tiene un ciclo de carga variable, los bancos de transformadores de distribución también tienen ciclos de cargas variables. Para propósito de cálculos es conveniente convertir un ciclo de carga real a un ciclo de carga equivalente. Una carga equivalente para cualquier parte de un ciclo de carga diario puede obtenerse usando la siguiente ecuación.

$$\text{Valor rms de la carga} = \frac{C_1^2 T_1 + C_2^2 T_2 + C_3^2 T_3 + \dots}{T_1 + T_2 + T_3 + \dots}$$

donde:

$C_i$  = Valores de la carga

$T_i$  = Tiempos en los cuales se presenta la carga

La determinación de la disponibilidad de carga de un transformador requiere de los siguientes datos.

- Pérdidas en el núcleo

- Pérdidas en el cobre a plena carga
- Elevación de temperatura en los devanados a plena carga
- Elevación máxima de temperatura a plena carga
- Ciclo de carga equivalente

### **Eficiencia de los transformadores**

La mayoría de los transformadores que se emplean en el suministro de energía eléctrica, ya sea en subestaciones de gran potencia, ó en redes de distribución que operan durante el año pero no continuamente entregado plena carga, debido a esto es importante mantener las pérdidas en el núcleo tan bajas como sea posible usando en el diseño los materiales magnéticos de alto grado, por ejemplo acero de grano orientado.

Usar materiales de alta calidad magnética aumenta el costo inicial del transformador, sin embargo para una condición dada hay un diseño óptimo para el cuál la suma de los intereses anuales y cargos por depreciación sobre el corto inicial, más el costo anual de pérdidas de energía en un mínimo. Por lo tanto la eficiencia a plena carga calculada en términos de la potencia de entrada y salida no representa el único criterio. Los conceptos de eficiencia diaria, eficiencia anual también son importantes, estos conceptos pueden ser expresados como sigue:

$$\text{Efic. a plena carga} = 1 - \frac{\text{Pérdidas}}{\text{Perd.} + \text{Pot. de Salida}}$$

$$\text{Efic. diaria} = 1 - \frac{\text{Perd. diarias de energía}}{\text{Energ. de salida} + \text{Perd. diarias de energía}}$$

$$\text{Efic. diaria} = 1 - \frac{\text{Perd. diarias de energía anuales}}{\text{Energ. de salida anual} + \text{Perd. anuales de energía}}$$

Quando el problema consiste en seleccionar un transformador de distribución de varios posibles, de distintos fabricantes es conveniente evaluar los costos totales anuales. estos costos pueden ser usados también para establecer lineamientos para su instalación y tamaños para reemplazar transformadores de distribución.

### **Transformadores de distribución**

Generalmente, en los sistemas de distribución, son trifásicos con conexión delta-estrella instalados en postes de acero sobre plataformas, en subestaciones tipo bóveda subterráneas o en los sótanos de grandes edificios; en los centros de carga de la zona de distribución, del cual parten los circuitos de baja tensión que alimentan los servicios de los usuarios.

Las diferencias básicas en los transformadores empleados en subestaciones de distribución respecto a los transformadores empleados en subestaciones de potencia son: los niveles básicos de impulso, en los transformadores de distribución son menores para un mismo voltaje, que para aquellos usados en subestaciones de potencia.

El estándar de elevación de temperatura normalmente empleado para transformadores de subestaciones de distribución es de 65 °C mientras que para un transformador de potencia es de 55 °C. Además un transformador para subestación de distribución tiene un tanque más pequeño y por lo tanto más ligero, núcleos y bobinas más pequeñas.

Se tienen las siguientes capacidades normalizadas para transformadores de distribución.

<b>Transformador trifásico</b>	<b>Transformador monofásico</b>
<b>Capacidad kVA</b>	<b>Capacidad kVA</b>
15	5
30	10
45	15
75	25
112.5	37.5
150*	50
	75

\*Casos especiales.

**Tabla 2.8. Capacidades normalizadas para transformadores de distribución.**

### **II.3.2.2. Autotransformadores.**

Se define como un transformador que tiene un solo arrollamiento. Así, un transformador con varios arrollamientos que tenga arrollamientos aislados puede

considerarse un autotransformador si todos sus arrollamientos están conectados en serie aditiva (o sustractiva) para formar un arrollamiento único.

Un autotransformador también puede hacerse regulable de manera muy parecida a como un potenciómetro se convierte en un divisor de tensión regulable.

Los autotransformadores regulables constan de un único arrollamiento devanado sobre un núcleo de hierro toroidal. Tales autotransformadores regulables denominados "Powerstats" o "Variacs", tienen un contacto con espiras expuestas del arrollamiento del autotransformador.

#### **Eficiencia del autotransformador**

El autotransformador transfiere parte de su potencia por conducción. En secuencia, para una misma potencia de salida, un autotransformador es algo más pequeño (usa menos hierro) que un transformador. Así en un autotransformador, las pérdidas en el hierro son significativamente menores para la misma potencia de salida.

El autotransformador posee sólo un arrollamiento, en comparación con dos del transformador. Además la corriente que circula por una parte de este devanado es la diferencia entre las corrientes del secundario y del primario. Estos dos factores (un único arrollamiento y una corriente menor) tienden, asimismo, a reducir las pérdidas variables con la carga. El efecto neto es que los

autotransformadores poseen rendimientos extraordinariamente elevados (89 % y superiores) muy cercanos al 100 %.

Este rendimiento sin embargo, varía con la relación de transformación. Es mayor cuando la relación de transformación se acerca a la unidad. Aquí toda la energía es transferida conductivamente y la intensidad en el autotransformador es extremadamente pequeña (corriente de excitación). Las pérdidas variables en el cobre en el arrollamiento del autotransformador son prácticamente cero debido a la resistencia relativamente baja del arrollamiento del autotransformador y a la corriente de excitación despreciable.

Incluso para una relación 2/1, la mitad de la corriente de carga secundaria aparece en el arrollamiento único del autotransformador, reduciendo considerablemente las pérdidas variables en el cobre en comparación con un transformador que suministre la misma potencia a la carga.

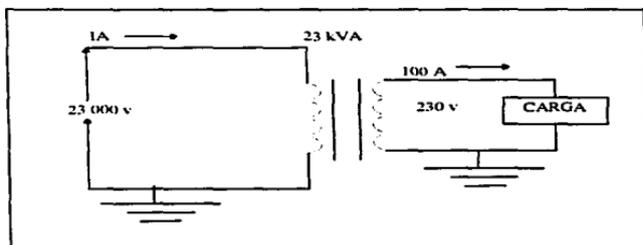
Con ello se puede decir:

- Los autotransformadores son generalmente de menor tamaño y de mayor rendimiento que los transformadores de la misma potencia nominal (kVA).
- El rendimiento del autotransformador aumenta cuando la relación de transformación se aproxima a la unidad.

Una de las razones del no uso generalizado de los autotransformadores es que no pueden proporcionar varias tensiones como el transformador.

Otra de las causas por las que no se usa un autotransformador en distribución es:

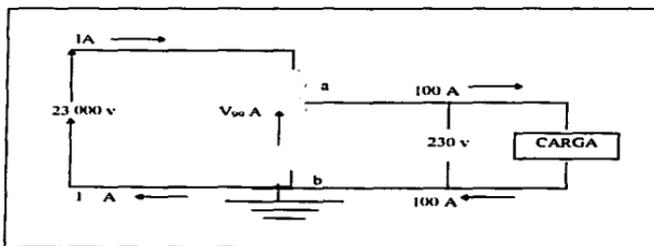
La función de un transformador de distribución consiste en reducir la tensión de transporte a un valor de utilización no peligroso (230V por ejemplo). Supóngase un defecto (un conductor cortado) en el primario o en el secundario del transformador de la figura 2.9.



**Figura 2.9. Transformador**

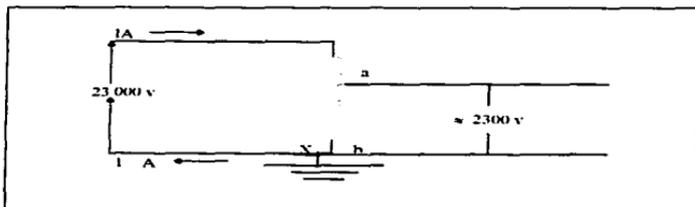
En ninguno de ambos casos aparece tensión alguna en la carga y el transformador de 23 kVA, se reemplaza lo más pronto posible, una vez detectada la falta de tensión.

En la figura 2.10. puede observarse el autotransformador equivalente, obsérvese que por las uniones a y b circulan las corrientes más elevadas (100 Amp en este caso). Estas uniones, por lo tanto, experimentan calentamientos locales que pueden provocar un corte del circuito.



**Figura 2.10. Autotransformador equivalente**

Un corte en el arrollamiento del autotransformador en los puntos a o b, como se muestra en la figura 2.11, somete inmediatamente la carga a 23 000V.



**Figura 2.11. Defecto del autotransformador que origina peligro de electrocución.**

Si los dispositivos de protección de sobrecorriente funcionan correctamente, la carga se desconecta inmediatamente, a pesar de ello, durante el corto periodo

que el dispositivo de protección de sobrecorriente tarda en desconectar el circuito, pueden producirse daños. Pero incluso suponiendo que la carga se elimine, el autotransformador se ve ahora en la figura 2.11. con un defecto en el punto b, se pone en evidencia el peligro para el personal, puesto que todo el arrollamiento del autotransformador esta a 23000 V respecto a tierra.

### **II.3.3. Componentes reguladores y de seguridad.**

#### **II.3.3.1. Tipos de aislamientos**

Los aislamientos en un transformador de potencia son necesarios para mantener una separación adecuada entre dos puntos de diferente potencial, dentro del circuito eléctrico del propio transformador; en términos generales y dependiendo de los puntos que se van aislar, los aislamientos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Aislamiento principal o mayor, el cual comprende la separación entre devanados diferentes de una misma fase, así como la separación entre devanados y tierra.
- Aislamiento menor, que comprende la separación entre espiras (vueltas) adyacentes y además, la separación entre secciones del mismo devanado.
- Aislamiento entre fases diferentes, que comprende la separación entre los devanados de estas fases.

Los materiales que integran los aislamientos en un transformador son básicamente aceite y papel aislante, de altas características de rigidez dieléctrica; además, aunque en menor proporción, se utilizan otros materiales como madera, vidrio, porcelana, etc. De acuerdo a sus características térmicas, tanto el aceite como el papel se clasifican en la clase "A", los cuales deben operar a temperaturas máximas de 105 °C, sin pérdida de vida por degradación térmica.

Además de la degradación térmica, la vida de estos materiales aislantes es afectada por la humedad, contaminación química, efecto corona, esfuerzos anormales de voltaje y esfuerzos mecánicos.

Con los transformadores de potencia en servicio, los aislamientos deben soportar esfuerzos dieléctricos debidos a la excitación continua de voltajes normales, a voltajes transitorios bajo condiciones de falla, sobretensiones ocasionadas por maniobras y sobretensiones de impulso debidas a descargas atmosféricas; sobre todo los debidos a frentes de onda de sobretensiones del impulso, llegándose a producir la falla de los aislamientos al sobrepasar los límites de diseño, errores en los mismos o deficiencias de construcción; durante su servicio. Los aislamientos sufren deterioros que provocan la falla a largo plazo, estos deterioros son provocados por la presencia de pequeñas descargas eléctricas (parciales), las cuales ocurren a través de pequeñas partes del aislamiento, que por deterioro progresivo y generación de gas, llegan a provocar a largo plazo lo constituye la temperatura y los esfuerzos eléctricos

continuos del voltaje normal de operación, que provocan lo que se conoce como “Pérdida de vida de los aislamientos”.

### **II.3.3.2. Sistemas de enfriamiento.**

La energía convertida en calor en el circuito magnético por histéresis, corrientes de Eddy y en el cobre de los devanados por efecto Joule, deberá ser transmitido a algún medio refrigerante y disipado antes de permitir que los aislamientos lleguen a una temperatura excesiva que provoque la degradación de estos.

Los medios refrigerantes más usuales en los transformadores son: el aire, el aceite dieléctrico, el silicón, los askareles y el gas SF<sub>6</sub>; el más común de ellos es el aceite dieléctrico de baja viscosidad, ya que por experiencia, se ha demostrado que es uno de los mejores medios de refrigeración y tiene buenas propiedades dieléctricas.

#### **Funciones del aceite aislante en transformadores.**

El aceite aislante en un transformador tiene las siguientes funciones:

- a) Actúa como aislante eléctrico.
- b) Actúa como refrigerante.
- c) Protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

Durante la operación están localizados por orden de importancia.

a) Los devanados debido a las pérdidas  $R I^2$  y las parásitas en el mismo cobre.

$$W_{cu} = R I^2 + W_i$$

b) El núcleo, debido a las pérdidas de excitación.

$$W_{ic} = W_h + W_e$$

Siendo  $W_h$ , las pérdidas de histéresis y  $W_e$ , las pérdidas corrientes de Eddy.

c) Los herrajes y el tanque, debido a las corrientes parásitas inducidas por el campo magnético disperso.

$$W_p = f ( \phi , l )$$

Estas pérdidas no se pueden medir en forma independiente y durante las pruebas de pérdida de carga e impedancia, quedan registradas como una parte de las pérdidas indeterminadas.

Este calor generado debe ser disipado, antes de permitir que los devanados lleguen a una temperatura que ocasione degradación excesiva del aislamiento; para ello se utiliza el aceite aislante de baja viscosidad el cual actúa como refrigerante.

La alteración en la magnitud y localización de las fuentes de calor, por fallas en diseño o manufactura de un transformador, modifican la distribución de sus

temperaturas internas, pudiendo originar puntos excesivamente calientes que tienden a deteriorar permanentemente los aislamientos.

### **II.3.3.3. Reguladores de voltaje.**

Los reguladores de voltaje se usan extensamente para mantener el voltaje de alimentadores individuales razonablemente constante en el punto de utilización. Los reguladores de voltaje pueden ser del tipo inducción o del tipo escalón, los primeros casi han sido desplazados por los segundos.

Los reguladores de voltaje de escalón pueden ser del tipo estación, trifásicos o monofásicos, para usarse en subestaciones para la regulación de barras colectoras o para alimentador individual.

Los tipos distribución son solo monofásicos y se instalan en postes de alimentadores aéreos. Los reguladores de escalón monofásicos pueden tener capacidades desde 25 a 833 kVA y los trifásicos van desde 500 a 2000 kVA.

En algunas unidades su capacidad nominal se incrementa de 25 a 33 % utilizando enfriamiento forzado. Los rangos de voltaje disponibles van desde 2,400 hasta 20,000 Volts y se permiten reguladores para ser usados desde 2.4 volts hasta 34.5 kV en los circuitos de distribución.

Un regulador de voltaje del tipo escalón básicamente autotransformador con muchas derivaciones (TAP's ) o escalones en las bobinas series. Además del

autotransformador, un regulador de voltaje de escalón tiene dos componentes mayores que son el mecanismo cambiador de derivaciones (TAP) y el mecanismo de control.

Cada regulador tiene los controles y accesorios necesarios para el cambio de TAP en forma automática, en respuesta al control del sensor de voltaje, manteniendo así un voltaje de salida determinado.

### **Interruptores**

Son elementos que se instalan en los sistemas de distribución para ser operados con carga. En los sistemas aéreos su instalación se efectúa en postes de acero, en juegos de tres interruptores, operados en grupo por medio de un mecanismo reciprocamente de operación manual, permitiendo conectar o desconectar cargas hasta de 600 amps.

Con el objeto de proporcionar flexibilidad a los sistemas subterráneos y evitar interrupciones prolongadas en caso de falla, se instalan interruptores seccionadores de operación manual y automática, localizados en pozos de visita construidos en las banquetas.

Se pueden clasificar por su tensión en interruptores de mediana y baja tensión. La interrupción del arco producido por estas corrientes puede llevarse a cabo por medio de: Aceite, Vacío, Hexafluoruro de Azufre, Soplo de Aire. Por el tipo

de almacenamiento de energía pueden ser de los siguientes tipos: Neumático Hidráulico, Neumático-Hidráulico, Mecanismo de resorte.

Las características que se tienen que tener presentes en la selección de un interruptor son las siguientes: Tensión nominal del sistema (rms), Tensión nominal máxima (rms), Corriente nominal a 60 Hz (rms), Corriente de corto circuito a tensión nominal (rms), Tiempo nominal de interrupción (ciclos), Capacidad de interrupción máxima simétrica (rms), Capacidad de recierre (rms).

#### **II.3.3.4. Cuchillas.**

Son elementos de desconexión cuya finalidad principal es seccionar circuitos eléctricos sin carga, para dar elasticidad y flexibilidad a los sistemas.

Las cuchillas se pueden clasificar por su operación en operación monopolar y en operación tripolar.

#### **II.3.3.5. Fusibles.**

Se emplean como elementos de protección de equipo eléctrico, contra sobrecargas y cortocircuito. La corriente nominal de un fusible debe ser igual o mayor que la máxima corriente de sobrecarga. En la selección de la corriente nominal de un fusible, debe tomarse en cuenta las sobrecargas en las que es necesario que el fusible no opere.

La instalación de estos fusibles en los sistemas de distribución aéreo se efectúa en el lado primario de los transformadores, mientras que en los sistemas subterráneos su instalación es en el lado secundario, presentando ventajas como:

- 1.- Protege el circuito alimentador primario y su carga asociada contra fallas que ocurran en el transformador o en los circuitos secundarios.
- 2.- Indica la localización aproximada de la falla.

En forma general los fusibles se pueden clasificar, en cuanto a los sistemas de distribución en:

- Fusibles de baja tensión.
- Fusibles de media tensión.

Fusibles de baja tensión

- Fusibles clase K
- Fusibles clase G
- Fusibles clase J
- Fusibles clase L

### **Fusibles de media tensión.**

- Fusibles de distribución
- Fusibles de potencia

### **Fusibles clase K.**

Dispositivos de doble elemento, y según sean las subclase K-1, K-5 ó K-9, tendrá cualidades particulares con respecto a la magnitud de las corrientes de cortocircuito que pueden limitar. Su capacidad interruptiva varía desde 50, 000 a 200, 000 amperes simétricos.

### **Fusibles clase G.**

Fusibles de alta capacidad interruptiva y limitadores de corriente; tienen dimensiones especiales y se fabrican para utilizar en circuitos con tensiones hasta de 300 Volts a tierra y corrientes hasta de 50 amperes nominales. Su capacidad interruptiva es de 100, 000 amperes simétricos.

### **Fusibles clase J.**

Fusibles de alta capacidad interruptiva y limitadores de corriente; tienen dimensiones especiales y se fabrican para utilizarse en circuitos con tensiones hasta de 600 Volts y corrientes hasta de 500 amperes nominales. Su capacidad interruptiva es de 200, 000 amperes simétricos.

### **Fusibles clase L.**

Fusibles de alta capacidad interruptiva y limitadores de corriente. Se fabrican de dimensiones especiales y sus navajas están barrenadas, variando el número, la forma y disposición de los barrenos según la capacidad nominal en amperes de fusibles. Se pueden utilizar en circuitos con tensiones hasta de 600 Volt y corrientes nominales desde 601 amperes. Su capacidad interruptiva es de 200, 000 amperes simétricos.

### **II.3.3.6. Apartarrayos.**

Los elementos de protección contra sobretensiones empleados en los sistemas de distribución, son los apartarrayos autovalvulares. Un apartarrayo es un dispositivo para descargar a tierra las cargas eléctricas asociadas a los sobrevoltajes producidos en los conductores por descargas atmosféricas, eliminando así los sobrevoltajes y evitando que dañen el equipo y las instalaciones eléctricas. Se instalan lo más cercano posible a los equipos que se desea proteger. En los sistemas aéreos se emplean con más frecuencia en:

- 1.- Transformadores de distribución, seccionadores, bancos de capacitores, etc.
- 2.- En instalaciones que presentan uniones entre líneas aéreas y subterráneas.
- 3.- En líneas de distribución que se encuentran en zonas de alto índice de perturbaciones atmosféricas.

Los apartarrayos se pueden clasificar en apartarrayos autovalvulares y apartarrayos de óxido de zinc. Los apartarrayos autovalvulares se clasifican en tres clases, de Estación, Intermedia y Distribución.

Las principales características que deben tomarse en cuenta para la selección y aplicación son las siguientes: Tensión nominal, Corriente de descarga, Tensión de chispeo (con onda de  $1.2/50 \mu\text{s}$ ), Tensión de descarga (con onda de  $8/20\mu\text{s}$ ), Tensión de descarga a 60 Hz.

#### **Características y operación de los apartarrayos autovalvulares.**

El apartarrayo tipo autovalvular consiste básicamente en un entrehierro y una resistencia no lineal. El entrehierro aísla la línea de tierra en condiciones normales de operación y es capaz de descargar corrientes transitorias a tierra con una tensión de descarga baja; así mismo la resistencia ofrece una alta impedancia a la corriente que sigue a la transitoria.

#### **Características y operación de los apartarrayos de óxido de zinc (ZnO).**

En la actualidad este tipo de apartarrayos es el último desarrollo en dispositivos de protección para sobretensiones y su aplicación en sistemas de distribución, aún no se ha generalizado, debido fundamentalmente a su costo, comparándolo con los del tipo autovalvular.

El material con que se fabrican es de óxido de zinc, debido a sus excelentes características de no linealidad y a sus bajas pérdidas o tensiones nominales de operación, ha sido factible no utilizar entrehierro lo que permite reducir de manera considerable el tamaño de estos equipos.

Sus características tensión-corriente permiten a estos apartarrays descargar únicamente a un valor de corriente predeterminado, lo que hace posible mantener un nivel de protección adecuado al sistema.

Los apartarrays autovalvulares de clase distribución son los menos costosos y los que, como su nombre lo indica, se emplean en sistemas de distribución.

#### **11.3.4. Capacitores.**

El aumento considerable de industrias con maquinaria y equipo eléctrico que trabajan con un factor de potencia menor que la unidad, ocasiona un aumento de reactivos que para ser controlados se recurre a la instalación de bancos de capacitores en los sistemas de distribución. Las ventajas que brindan se pueden resumir en los siguientes puntos:

- 1.- Suministran una generación de volts-ampers reactivos cerca de los consumidores, liberando cierta capacidad en los transformadores y líneas.
- 2.- Ayudan a evitar excesivas caídas de voltaje en los puntos de suministro.

**Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores con la instalación de capacitores.**

Cuando el banco, o los bancos de capacitores de potencia se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento en capacidad de carga que se ha obtenido al pasarse de un factor de potencia  $\cos\phi_1$  a un nuevo valor  $\cos\phi_2$ . Si se llama kVA a la capacidad total de los transformadores en kilovolts-Ampers, el aumento de potencia activa disponible, puede calcularse según la expresión:

$$kW_2 - kW_1 = kVA ( \cos \phi_2 - \cos \phi_1 )$$

En el caso de un transformador de potencia de 500 kVA y que operara a un factor  $\cos \phi_1 = 0.70$  (70%), disponemos de una potencia activa de  $500 * 0.70 = 350$  kilowatts. Mejorando el factor de potencia a un valor de  $\cos \phi_2 = 0.85$  (85 %), se obtendría un aumento en capacidad de carga de:

$$kW_2 - kW_1 = 500 (0.85 - 0.70) = 75 \text{ kilowatts}$$

Es decir, un aumento en capacidad de carga de más del 20 %.

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

$$AkW = 100 \left( \frac{\cos \phi_2}{\cos \phi_1} - 1 \right) \%$$

Se aprecia, lo interesante que puede resultar, también bajo este punto de vista, la corrección del factor de potencia.

En el caso de que los transformadores de potencia se encuentren ya sobrecargados y se intente corregir esta sobrecarga, a base de mejorar el factor de potencia, se puede proceder de la forma siguiente:

Suponga que  $\Delta kVA$  es el valor de la sobrecarga (diferencia entre el consumo actual de potencia aparente y la capacidad nominal de los transformadores de potencia);  $kVA$  es la capacidad nominal de los transformadores de potencia y  $kW$  representa el consumo actual (necesario) de potencia activa; con estos datos se puede calcular el factor de potencia actual.

$$\cos\phi_1 = \frac{kW}{kVA + \Delta kVA}$$

y el factor de potencia que es necesario alcanzar para operar sin sobrecarga

Conocidos  $\cos\phi_1$  ,  $\cos\phi_2$  se puede calcular, la potencia reactiva, en  $kVAR$ , que es necesario instalar.

Estas mismas consideraciones son aplicables al caso de un generador eléctrico, con una capacidad generadora expresada por la magnitud  $kVA$ .

### **Reducción de pérdidas por efecto Joule.**

Además de los beneficios mencionados anteriormente, la instalación de bancos de capacitores de potencia produce otro beneficio adicional: Es la reducción de pérdidas por efecto Joule, en los tramos de línea que van desde los generadores a los puntos donde están instalados los capacitores.

En efecto, las pérdidas por calor producidas en las líneas, provienen tanto de las corrientes activas como de las reactivas que circulan por la mismas y presentan una energía perdida, que el consumidor paga como si la hubiese transformado en trabajo productivo. Llamado  $P$  a estas pérdidas y  $R$  a las resistencia óhmica total de una instalación industrial, se tiene:

$$P = R I_A^2 + R I_L^2$$

Teniendo en cuenta que  $I^2 = I_A^2 + I_L^2$ , esta expresión toma la forma:

$$P = R I^2$$

Denominado  $P_1$  a las pérdidas correspondientes al factor de potencia  $\cos\phi_1$  y  $P_2$  a las pérdidas correspondientes al nuevo factor  $\cos\phi_2$ , obteniendo al instalar capacitores de potencia junto a las cargas que consumen potencia reactiva. Suponiendo que tanto la demanda de potencia activa, como el voltaje no cambian apreciablemente después de haber instalado los capacitores, se tiene:

$$kW = \sqrt{3}(kV) I_1 \cos \phi_1 = \sqrt{3}(kV) I_2 \cos \phi_2$$

Expresión que relaciona las corrientes totales  $I_1$  e  $I_2$ , antes y después de la instalación del banco, con los factores de potencia respectivos.

Llamando 
$$-\Delta P = \frac{100(P_1 - P_2)}{P_1}$$

Se obtiene finalmente 
$$\Delta P = 100 \left[ 1 - \left( \frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)^2 \right] \%$$

Expresión que da la disminución de pérdidas por efecto Joule, en tanto por ciento, obtenidas al mejorar el factor de potencia de un valor  $\cos \phi_1$ , al nuevo valor  $\cos \phi_2$ .

Puede probarse que el paso de un factor de potencia del 70 % al 85 %, por ejemplo, produce una disminución de pérdidas por valor de más del 30 %.

Este efecto es particularmente importante en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por razones económicas, es conveniente que en estas, se mantenga constante la relación  $P/kw$ , independientemente de la potencia activa transportada.

Según la expresión

$$\frac{P}{kW} = \frac{R}{3(kW)^2} = \frac{kW}{\cos^2 \phi}$$

Donde:

R: resistencia ohmica de la línea

Se ve que para que esto sea posible, es necesario que la relación  $kW / \cos^2 \phi$  se mantenga constante.

Llamado  $K_{wmax}$ . alta potencia activa transmitida cuando  $\cos \phi = 1$  (máxima posible), se concluye que

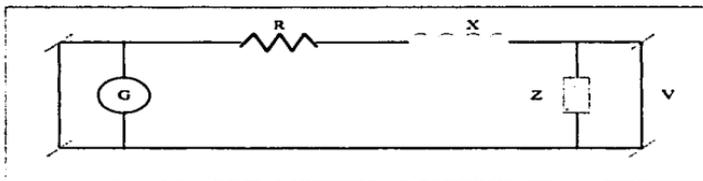
$$kW = kW_{max} \cdot \cos^2 \phi$$

Se aprecia, que siguiendo este criterio, la potencia activa transporta el proporcional al cuadrado del factor de potencia a que se efectúa la distribución. Para un factor  $\cos \phi = 0.70$ , la potencia transportada sería el 49 % de la máxima posible; de donde se deduce la importancia del control del factor de potencia, para lograr una distribución más económica.

### **Regulación de voltaje.**

Otro efecto importante logrado al instalar bancos de capacitores en líneas eléctricas y plantas industriales. Es la posibilidad de regular el voltaje de operación.

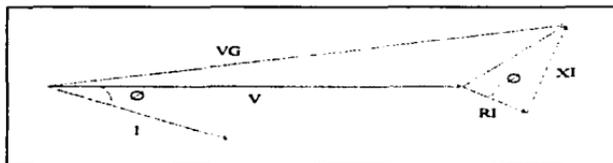
En la figura 2.12. se representa esquemáticamente una línea de transmisión, que partiendo de un generador G, alimenta una carga de impedancia Z.



**Figura 2.12. Representación esquemática de una línea de transmisión.**

Se le llama  $V_G$  al voltaje de operación del generador (prácticamente constante),  $V$  al voltaje que llega a la carga  $Z$ , e  $I$  a la corriente que circula por cada fase de la línea. La resistencia y reactancia equivalentes, por fase, de la línea se representan por  $R$  y  $X$ , respectivamente, siendo esta última de carácter inductivo, en el caso más frecuente de líneas aéreas operando con una carga superior a su carga crítica.

La figura 2.12., muestra una representación vectorial de las caídas de tensión en la línea y en la carga.



**Figura 2.13. Caídas de tensión en la línea de transmisión y en la carga Z.**

Se ve en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores  $RI$  Y  $XI$ ), depende de la corriente que circula por la misma y por consiguiente, de la potencia solicitada por la carga  $Z$ . Se observa, que la configuración del diagrama vectorial de la figura 2.13, va a variar según varíe la demanda de potencia en  $KW$  de la carga (la demanda de potencia reactiva de las instalaciones industriales suele experimentar variaciones mucho menores a las que experimenta la demanda de potencia activa). Al aumentar la demanda de potencial  $KW$ , se aumentara la corriente  $I$  y por lo tanto la caída de tensión total en la línea; como  $V_G$  se mantiene constante (en magnitud), esto implicara una disminución de  $V$  (en magnitud), siempre que los ángulos  $\theta$  y  $\phi$ , se mantengan constantes.

La disminución incontrolada del voltaje  $V$ , puede ocasionarse graves perturbaciones en los centros de consumo de energía eléctrica, que es necesario evitar por medio de una regulación adecuada. Una forma económica y eficaz de lograr esta regulación consiste en controlar  $\theta$ , o bien el ángulo  $\phi$ , por medio de la instalación de bancos de capacitores en las líneas o en los centros de

consumo, respectivamente. Resultan así procedimientos posibles de regulación de voltaje:

### **Compensación de la línea**

Disminuyendo el ángulo  $\theta$ , o lo que es igual, la relación  $\text{tg}\theta = X/R$ , la caída de tensión total en la línea disminuye y por consiguiente, tiende a aumentar el voltaje  $V$ .

### **Compensación de la carga**

Disminuyendo el ángulo  $\phi$ , es decir, aumentando el  $\cos \phi$ , los vectores  $V_G$  y  $V$  tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando el voltaje  $V$ . Por añadidura, este efecto resulta especialmente favorecido por la reducción de corriente que los capacitores ocasionan en las líneas.

Teniendo en cuenta que, en la práctica, las magnitudes  $V_G$  y  $V$ , son mucho mayores que la caída de tensión total en la línea, es posible sustituir, a efectos de cálculo, la caída de tensión real  $\Delta V = |V_G - V|$ , por el valor aproximado:

$$\Delta V = R I \cos\phi + X I \sin\phi$$

Definiendo por  $\mu = \Delta V/V$ , la caída de tensión relativa y teniendo en cuenta que

$$kW = \sqrt{3}(kV)I \cos\phi$$

se obtiene

$$\mu = \frac{RkW}{10^3 \sqrt{3} (kV)^2} + \frac{XkW \tan\phi}{10^3 \sqrt{3} (kV)^2}$$

En la práctica, debe lograrse que  $\mu$  no sobrepase un valor prefijado (normalmente bastante pequeño), manteniéndose  $V$  prácticamente constante.

La máxima potencia transportable por una línea dada, sin sobrepasar este valor de  $\mu$ , se obtiene cuando se anule la componente reactiva  $X$  de la línea y al mismo tiempo, se anule el ángulo  $\phi$ . Esta potencia máxima viene dada por la expresión.

$$\mu = \frac{RkW_{\max}}{10^3 \sqrt{3} (kV)^2}$$

Eliminando el voltaje  $V$ , entre esta expresión y la anterior, e introduciendo la notación  $\tan\theta = X/R$ , queda:

$$kW = \frac{kW_{\max}}{1 + \tan\theta \tan\phi}$$

Esta expresión aproximada proporciona errores despreciables, siempre que se opere con valores de  $\cos\phi$  inferiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de  $\mu$  del orden del 5 %. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de

deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea  $|V_G - V|$ , en lugar del aproximado  $\Delta V$  y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La ecuación anterior, permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje  $\mu$  (recuérdese que  $K_{wmax}$ , depende de  $\mu$ ), en función del factor  $\text{tg } \theta$  y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

A título de ejemplo, se proporciona en la tabla siguiente, cuatro valores máximos de potencia activa que, según este criterio, es posible transmitir contando con las combinaciones de  $\text{tg } \theta$  y  $\text{cos } \phi$ , que se indican a continuación:

$\text{tg } \theta$	$\text{cos } \phi$	KW/KW max.
4	0.70	19.7 %
4	0.85	28.9 %
4	0.95	43.5 %
1	0.85	61.9 %

Inversamente, se puede deducir para cada valor de la potencia activa transmitida kW, el factor  $\text{tg } \theta$  a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor  $\text{tg } \phi$  y por consiguiente, el  $\text{cos } \phi$ , con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha ecuación se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término  $\text{tg } \theta$  (línea compensada), o bien el término  $\text{tg } \phi$ , (carga compensada). Este último implica el

aumentar el  $\cos\phi$ , es decir, mejorar el factor de potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de una forma automática por medio de controles adecuados.

# **CAPITULO III. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.**

**Objetivo:**

**ESTABLECER LOS MÉTODOS A SEGUIR PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO.**

### **CAPITULO III. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.**

Se ha definido a las pérdidas técnicas de energía, como aquellas que se producen por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema, dependiendo en su magnitud de las características de las redes, de su operación y la carga suministrada por las mismas.

Aunque estas pérdidas son inevitables, su magnitud puede reducirse a valores aceptables, por lo cual es imprescindible una correcta determinación de su valor. La determinación de las pérdidas técnicas aún a nivel teórico en los sistemas eléctricos, es un problema complejo por las siguientes razones.

- La magnitud de los sistemas y la gran diversidad de los elementos a considerar.
- La gran cantidad de información a manejar.
- La naturaleza variable de la carga tanto en todo el sistema como en cada uno de sus componentes.
- La falta de confiabilidad en la información obtenida.

### **III.1. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN SISTEMA**

Para evaluar las pérdidas de energía en un sistema eléctrico, durante un periodo de tiempo se pueden utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a los usuarios.

**Pérdidas de energía = Energía suministrada - Energía facturada**

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

- 1.- La diferencia entre la energía suministrada y la energía vendida incluye; la energía utilizada por los usuarios pero no la pagada como puede ser la debida a robo, lecturas erróneas, aparatos descalibrados; es decir incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no técnicas.
- 2.- Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistema no son hechas simultáneamente, presentándose de fases de tiempo entre ellas de 1 y 2 meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

Aún en caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar donde ocurren la pérdidas para poder tomar medidas correctivas, ya que en este caso tiene muy poca información a este respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia para cada uno ó varios puntos del sistema y con base en los resultados se evalúan las pérdidas de energía.

### **III.1.1. Estimación de pérdidas de potencia en la red de distribución.**

La evaluación de las pérdidas de potencia, en uno ó varios puntos del sistema se requiere para las pérdidas de energía. Una de las formas más utilizadas para estimar las pérdidas de potencia es mediante la realización de un estudio de flujos de potencia.

Como resultado del estudio del flujo de potencia se obtienen los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los nodos del sistema, y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia, de acuerdo con cualquiera de las dos metodologías siguientes:

1. Calcular la corriente que circula por los diferentes elementos mediante la ecuación.

$$I_k = \frac{(V_i - V_j)}{Z_k}$$

donde:

$I_k$  Corriente que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos i-j.

$Z_k$  Impedancia serie del elemento k.

---

$$Z_k = R_k + jX_k$$

Conocidas las corrientes por los diferentes elementos  $I_k$ , se calculan las pérdidas  $P_{Lk}$ .

$$P_{Lk} = R_k I_k^2$$

donde:

$P_{Lk}$ : Pérdidas (W) en el elemento k.

Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas de cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos utilizados en la solución del problema.

$$P_L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} + P_L^V$$

donde:

N: Número de elementos.

$P_L^V$ : Pérdidas independientes de la demanda (w)

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es:

- Calcular la potencia activa suministrada por el sistema.
- Las pérdidas están dadas por:

$$P_L = P_s - \sum_{k=1}^M P_{Dk} + P_L^V$$

donde:

$P_S$ : Potencia activa suministrada por el sistema (W).

$P_{DK}$ : Demanda en el punto k (W).

M: Número de puntos de demanda.

### III.1.2. Estimación de pérdidas de energía.

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia.

Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas (utilizando por ejemplo un flujo de potencia).

Conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada momento se calcula el valor de pérdidas totales de energía.

$$L = \sum_{k=1}^N P_{1,k} \Delta T_k$$

donde:

L: Pérdidas de energía (WH).

$P_{1,k}$ : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).

N: Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

$\Delta T_k$ : Intervalo de tiempo (H).

Esta forma de evaluar las pérdidas se puede considerar como la forma ideal, sin embargo presenta los siguientes inconvenientes:

- a) Se debe disponer de mediciones en todos los nodos del sistema.
- b) Estas mediciones se deben realizar todo el tiempo del estudio.
- c) Se deben efectuar las mediciones simultáneamente.

El cumplimiento de los puntos anteriores conlleva, por lo general, costos muy elevados por la necesidad de equipo de medición y tiempo requerido en la recolección de la información.

Por esta razón se recurre a una metodología que utiliza modelos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en la demanda máxima (o para diferentes condiciones de operación del sistema), y mediante la utilización de una serie de factores se estima el valor de las pérdidas de energía durante el periodo de estudio.

#### **Utilizando el factor de pérdidas**

Las pérdidas de energía se estima a partir del valor de las pérdidas de potencia que se presentan en el momento de la demanda máxima.

donde:

$F^L$ : Factor de pérdidas del sistema.

$P_L^P$ : Pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima.

T: Intervalo de tiempo considerado.

### **Efectuando estudios de flujo de potencia**

En diferentes condiciones de carga del sistema (máxima, mínima, niveles intermedios en los cuales se varían los niveles de generación o intercambio) se pueden realizar estudios de flujo de potencia para encontrar el valor de las pérdidas de potencia.

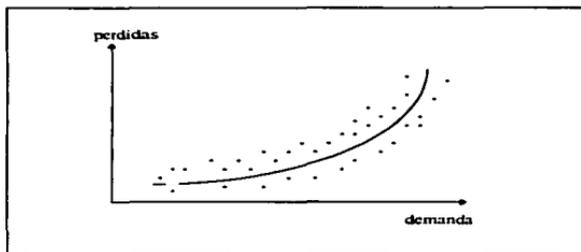
Con los datos de pérdidas de potencia obtenidos, se trata de encontrar o ajustar una función que relacione las pérdidas del sistema con la demanda total o variables adicionales, como pueden ser intercambios, generación etc. (figura 3.1.), obteniéndose un modelo que puede ser, por ejemplo, de la forma:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

donde:

$P_D$ : Demanda total del sistema.

$C_1, C_2, C_3$ : Coeficientes hallados mediante el uso de un modelo estadístico.



**Figura 3.1. Pérdidas del sistema en función de la carga.**

Las pérdidas en vacío de los transformadores y las debidas al efecto corona se pueden determinar en forma separada y considerarlas constantes durante cada intervalo de tiempo. Este valor se puede adicionar al término  $C_1$  ó considerarlo independiente.

De acuerdo con la metodología anterior, los pasos necesarios para estimar las pérdidas de energía son:

- 1.- Para una serie de condiciones de demanda evaluar las pérdidas de potencia mediante el uso de flujos de carga.
- 2.- Utilizando análisis estadísticos, correlacionar los datos obtenidos en el paso anterior (1) para obtener una ecuación, cuya forma puede ser, a manera de ejemplo:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

- 3.- Evaluar las pérdidas de potencia en vacío del sistema  $P^v$ .
- 4.- Calcular las pérdidas para cada intervalo de tiempo (por ejemplo cada hora):

$$P_{Lk} = C_1 + C_2 P_{Dk} + C_3 P_{Dk}^2 + P_k$$

- k:** Subíndice que indica el intervalo para el cual se realiza el cálculo.
- 5.- Evaluar las pérdidas de energía mediante:

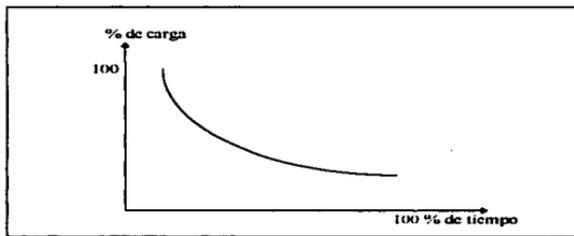
$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k$$

donde:

$\Delta T_k$ : Intervalo (k) de ecuación (H).

**N:** Número de intervalos en los cuales se ha dividido el periodo de estudio.

El proceso de evaluación de las pérdidas de energía que se efectúa en el paso anterior se puede agilizar utilizando la curva de duración de carga. Cada porcentaje de carga se utiliza para calcular las pérdidas promedio y luego este valor de pérdidas se multiplica por el intervalo de tiempo que dura el porcentaje de carga respectivo (ver figuras 3.2. y 3.3.).



**Figura 3.2. Curva de duración de carga.**

Evaluar las pérdidas de potencia, para varios estados de demanda (utilizar un flujo de carga)



Correlacionar el valor de pérdidas de potencia con valores de demanda del sistema  $P_L = f(P_D, P^V)$



De acuerdo con las curvas de demanda o de duración de carga, evaluar las pérdidas de energía

$$L = \sum_{k=1}^N P_{L,k} \Delta T_k$$

**Figura 3.3. Evaluación de pérdidas de energía en función de la demanda mediante el uso de flujos de carga.**

## **III.2. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS.**

La exactitud de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia y energía depende principalmente de:

- La calidad y cantidad de la información utilizada
- El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible.

La solución del problema en general requiere de utilización de una computadora digital, dado el volumen de la información que se debe procesar y el gran número de ecuaciones a resolver. Sin embargo una estimación preliminar se puede efectuar por medio de métodos manuales.

La estimación de pérdidas de potencia utiliza algunas de las siguientes herramientas de acuerdo con la información disponible.

- Flujo de potencia.
- Estimación de estado.
- Correlación con circuitos o sistemas similares.

### **III.2.1. Flujo de potencia.**

Es una herramienta general ampliamente utilizada en el análisis de los sistemas eléctricos. Para su uso se debe disponer de la siguiente información general:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Parámetros eléctricos del sistema.
- Características de generación, valores permisibles de variación los buses del sistema (generación, carga, etc).
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema.

La calidad de los resultados del flujo de carga (valores de tensión, pérdidas del sistema) depende en gran parte de la validez de la información de entrada al programa de la computadora.

### **III.2.2. Estimación de estado.**

El mejor estimador de las variables de estado (generalmente valores de tensión) se encuentra utilizando técnicas estadísticas, a esta función se le denomina estimador de estado.

El estimador de estado puede informar momento a momento los valores de pérdidas de potencia que se presentan en el sistema. De forma similar al flujo de carga, para la solución del estimador de estado se requiere un proceso iterativo.

El estimador de estado parte de las lecturas tomadas en los diferentes puntos del sistema, detecta, identifica y filtra los errores que contenga ya que toda medida que se efectúe esta sujeta a errores ya sea por daño o descalibración del aparato de medida o bien por problemas en el sistema de comunicación de datos.

Normalmente un estimador de estado es parte de los programas de computación de un centro de control. Sin embargo, su uso con datos tomados normalmente en el sistema también puede ser útil para calcular las pérdidas con mayor precisión que con un flujo de carga teniendo en cuenta la redundancia requerida por los datos.

### **III.2.3. Correlación con circuitos similares.**

Las pérdidas de un sistema o circuito se pueden estimar relacionándolas con las pérdidas de un sistema o circuito que se haya estudiado y tenga características similares.

Para efectuar la correlación se deben considerar aspectos como la magnitud de la demanda alimentada por el circuito y los diferentes estratos sociales que componen las cargas individuales más importantes, etc., de acuerdo con esta información se debe ajustar el modelo del circuito a estudiar.

### **III.3. INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS.**

En todo estudio de pérdidas es aconsejable empezar el análisis con un conocimiento adecuado del sistema a estudiar. La información necesaria esta relacionada con:

#### **Características técnicas:**

- Diagrama unifilar.
- Longitud de conductores.
- Clase de conductores.
- Características eléctricas de los conductores.
- Configuración geométrica de las estructuras.
- Fases por circuito.
- Ruta de los circuitos.
- Ubicación de los transformadores.
- Ubicación de los generadores.
- Características eléctricas de los transformadores.
- Ubicación de otros equipos (capacitores, reactores).

**Información de la carga:**

- Factor de carga.
- Demanda horaria de plantas de generación, subestaciones de distribución y alimentadores primarios, transformadores de distribución, etc. según el alcance del estudio.
- Factor de potencia.
- Ventas de energía de acuerdo con el tipo de usuario.
- Usuarios asociados a cada transformador de distribución.
- Tensión de operación.

**III.3.1. CONSIDERACIONES**

Para la estimación de pérdidas de potencia y energía, se deben tener las siguientes consideraciones:

- Para los sistemas de distribución las pérdidas se pueden evaluar a partir del valor de pérdidas en la demanda máxima del factor de pérdidas del sistema, así:

$$L = F_L P_L^p T$$

El cálculo del factor de pérdidas depende de cada sistema en particular. En primera aproximación su valor se puede estimar a partir del factor de carga. Se

puede demostrar que el factor de pérdidas está acotado por los siguientes valores:

$$F_c^2 < F_L < F_c$$

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga (desarrollada por Bullery Woodrow) es:

$$F_L = X F_c + (1 - X) F_c^2$$

Donde la variable  $X \leq 1$ , y depende de las características de cada sistema.

- Por lo general, la potencia que suministra la subestación y el valor de su tensión se conoce, pero a medida que los puntos considerados se alejan de ella el valor de la tensión disminuye. Esto se debe a las caídas de tensión que ocurren en los elementos (alimentadores, transformadores) por efecto de la corriente.

Para calcular la corriente en cada punto de carga, se necesita el valor de tensión, (el cual no se conoce).

$$S = P + Q(j) = VI^*$$

donde:

S: Potencia aparente (VA).

P: Potencia activa (W).

Q: Potencia reactiva (VAR).

V: Tensión (V).

I: Corriente (A).

De aquí que la determinación de las corrientes y tensiones sea un proceso iterativo, en el cual se estiman ciertos valores de tensión y de acuerdo con los resultados obtenidos, se corrigen para obtener un mejor estimativo de ellos hasta cuando se considere que son lo bastante cercanos a la solución: es decir, hay la necesidad de utilizar un flujo de potencia.

Una vez que se encuentran los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, se pueden estimar las pérdidas de potencia por los métodos mencionados en el capítulo anterior.

- Para realizar el estudio de pérdidas en los sistemas de distribución se consideran tres niveles, así:
  - 1.- Pérdidas en los circuitos primarios.
  - 2.- Pérdidas en los transformadores de distribución.
  - 3.- Pérdidas en los circuitos secundarios.

La metodología que se presenta para evaluar las pérdidas en cada caso, requiere de la estimación previa de la demanda.

### III.4. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

#### III.4.1. Estimación de la demanda.

En caso de no disponer de la información necesaria de demanda, se puede utilizar una serie de medidas que se efectúan en los diferentes puntos del sistema y datos comúnmente conocidos, como son:

- Energía consumida.
- Capacidad nominal instalada.
- Corrientes máximas.
- Clase de usuario.

y mediante un estudio estadístico, se puede obtener modelos que correlacionen la potencia demandada en los diferentes puntos del sistema con estos factores. (Entre mayor sea el número de factores correlacionados es de esperarse una mejor aproximación, pero su número depende de la información disponible).

$$P_{Di}^{\max} = f(E_i, C_i^n, I_i^{\max}, U_i)$$

donde:

$P_{Di}^{\max}$ : Potencia demandada máxima en el punto  $i$  (W).

$E_i$ : Energía consumida en el punto  $i$  durante cierto intervalo de tiempo (WH).

- $C_i^n$ : Capacidad nominal de los elementos instalados en el punto i (VA).  
 $I_i^{\max}$ : Corriente máxima en el punto i (A).  
 $U_i$ : Clase de usuarios en el punto i.

Algunas funciones utilizadas para la estimación de la demanda son:

1. Utilizando la energía facturada (E).

$$P_{D_i}^{\max} = A + B E_i + C E_i^2$$

A, B, C: Constantes que dependen del número y clase de usuarios.

2. Para cada clase de usuario encontrar la relación entre la energía facturada y la demanda máxima.

$$P_{D_i}^{\max} = K E_i$$

K: Constante de proporcionalidad que depende de la clase de usuario.

3. De acuerdo con la cantidad de usuarios asociados al transformador y mediante la utilización del factor de coincidencia se calcula la demanda máxima así:

$$P_{D_n}^{\max} = F_{co} \sum_{j=1}^n P_{D_j}^{\max}$$

donde:

$F_{co}$ : Factor de coincidencia para el grupo de usuarios que alimenta el transformador.

$P_{máx(D)}$ : Demanda máxima estimada por usuario  $j$ .

4. En función de la energía (KWH) promedio en el mes para el grupo de usuarios.

### **III.4.2. Estimación de pérdidas en los circuitos primarios.**

En esta metodología se considera que se conoce el valor de demanda máxima de la subestación o por alimentador (lo cual es muy frecuente). Las demandas máximas de los diferentes puntos se estiman de acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior.

Debido a que las demandas máxima en los diferentes puntos del sistema no se presentan simultáneamente entonces su suma más el valor de las pérdidas no será igual a la potencia máxima que suministra la subestación; en este caso este error se reparte modificando proporcionalmente los valores de demanda máxima de los diferentes puntos del sistema hasta reducir suficientemente el error.

Los siguientes pasos muestran cómo se puede estimar las pérdidas.

1.- Realizar un levantamiento de la información sobre el sistema que se va a estudiar. La información mínima corresponde a:

- Información sobre líneas (resistencia, reactancia).
- Fases del sistema.
- Transformadores (pérdidas hierro, resistencia, reactancia).
- Capacitores (pérdidas, capacidad etc.).
- Reactores, reguladores de tensión.

2.- Obtener las demandas activas y reactivas (kW, kVAR) para cada alimentador en la subestación en el instante de demanda máxima.

3.- Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema de acuerdo con:

$$P_{Dn}^{\max} = f(E, C^n, I_n^{\max}, U)$$

Estos puntos generalmente son los transformadores de distribución.

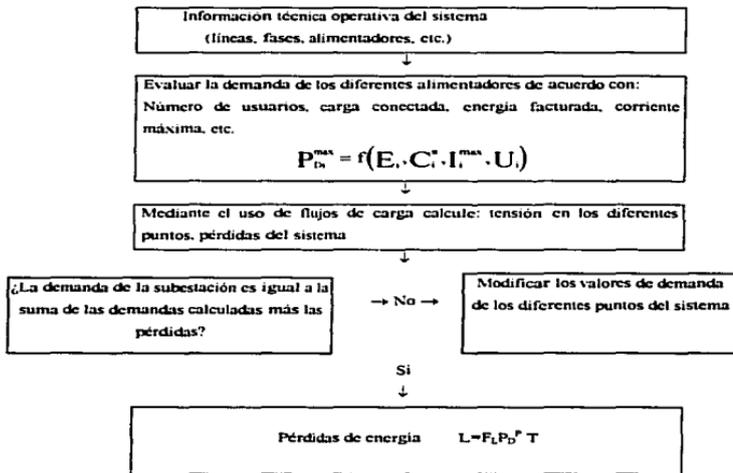
4.- Efectuar un flujo de carga para encontrar, las tensiones y pérdidas del sistema.

5.- Si la suma de las demandas de los diferentes puntos del sistema más las pérdidas del sistema es igual a la demanda de cada alimentador en la subestación (dentro de cierto margen de error) entonces ir al paso (6), en caso

contrario modificar la demanda de cada punto del sistema proporcionalmente al error y volver al paso (3).

6.- El valor de pérdidas de energía está dado por.

$$L = F_L P_D^P T$$



**Figura 3.4. Estimación de pérdidas técnicas en circuitos primarios.**

### III.4.3. Pérdidas en los transformadores y en los circuitos secundarios.

Para la estimación de estas pérdidas se puede utilizar la energía facturada a cada consumidor de la siguiente forma:

- 1.- Cada usuario se asocia al transformador que le suministra el servicio.
- 2.- La energía total suministrada por cada transformador durante un periodo de tiempo se obtiene a partir del consumo de los usuarios.
- 3.- La demanda del transformador se calcula de acuerdo con la energía consumida, el número de usuarios y las clases de usuarios.

$$P_{Di}^{\max} = f(E_i, C_i^* \cdot I_i^{\max} \cdot U_i)$$

donde:

$E_i$ : Energía suministrada por el transformador  $i$  (WH).

$N_i^u$ : Número de usuarios del transformador  $i$ .

$U_i$ : Clase de usuario del transformador  $i$ .

- 4.- Conocido el valor de demanda máxima y el valor de las pérdidas del cobre potencia se tiene:

$$P_{Di}^{\max} = P_i^* \left( \frac{S_D^{\max}}{S_D^n} \right)^2$$

donde:

$P_L^{\max}$ : Pérdidas del transformador (W) en la demanda máxima  $S_D^{\max}$  (kVA).

$P_L^n$ : Pérdidas del transformador (W) en la demanda nominal  $S_D^n$  (kVA).

5.- Cálculo de pérdidas de energía de acuerdo con el factor de pérdidas del transformador.

$$L = F_i P_v^{\max} T + P^n T$$

donde:

$P_v$ : Pérdidas en vacío del transformador (W).

T: Intervalo de tiempo de estudio considerado (H).

### **Pérdidas en los circuitos secundarios**

Se puede utilizar la misma metodología mencionada para cálculo de las pérdidas en los circuitos primarios; es decir, con base a los consumos facturados de energía en los diferentes puntos del sistema estimar la demanda máxima para cada punto de manera similar a como se describió para los circuitos primarios, así.

1.- Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario el cual incluya los parámetros eléctricos (líneas, fases, etc.).

2.- Obtener la demanda máxima del transformador de distribución ( $W$ ,  $VAR$ ).

3.- Estimar la demanda máxima de cada punto del circuito secundario asociado al transformador de acuerdo con la relación:

$$P_{D_i}^{\max} = f(E_i \cdot U_i \cdot N_u \cdot C_i)$$

donde:

- $P_{D_i}^{\max}$ : Demanda máxima del punto  $i$ .  
 $E_i$ : Energía facturada ( $WH$ ) en el punto  $i$  en un intervalo de tiempo.  
 $U_i$ : Clase de usuario.  
 $N_u$ : Número de usuarios.  
 $C_i$ : Capacidad instalada ( $VA$ ).

4.- Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito (utilizar un flujo de carga).

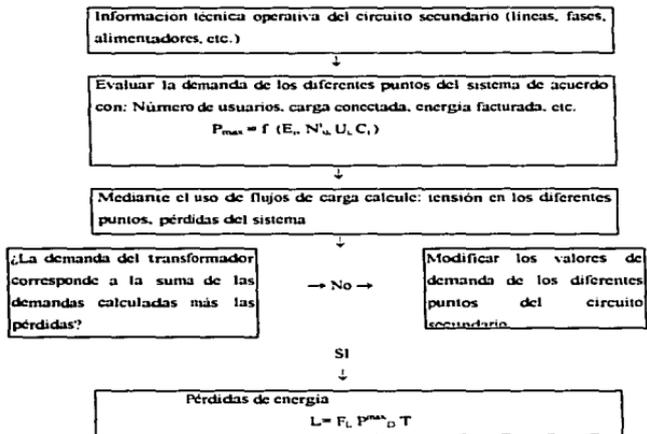
5.- Comparar la suma de las demandas de los diferentes puntos más las pérdidas con el valor de demanda máxima del transformador.

$$P_D^{\max} - \left( P_t \sum_{i=1}^N P_{D_i}^{\max} \right)$$

Si este valor es menor que un cierto error ir al paso (6). En caso contrario repartir esta diferencia proporcionalmente entre las cargas y volver al paso (3).

## 6.- Se calcula las pérdidas de energía mediante

$$L = F_L P_L^{\text{max}} T$$



**Figura V.5.4.1 Estimación de pérdidas técnicas en circuitos secundarios.**

## **CAPITULO IV. EVALUACIÓN DE PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

**Objetivo:**

**DEFINIR UN MÉTODO QUE PERMITA IDENTIFICAR Y REDUCIR LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

## **CAPITULO IV. EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

Una estimación completa y en detalle de las pérdidas eléctricas de un sistema, sólo se puede lograr por medio de un estudio en particular del mismo, con base a sus propias características y datos de operación.

Es importante también señalar aquí que los estudios de pérdidas suelen ser puntuales, dándose elevado costo. Por lo tanto es necesario disponer de métodos aproximados con el fin de poder estimar la distribución de las pérdidas según sus causas, a partir de los datos de un estudio detallado.

Aquí se utilizó una metodología simplificada para esos cálculos, validada a partir de estudios completos de pérdidas y análisis sobre un periodo de tiempo prolongado.

El método simplificado de desagregación de pérdidas se basa en datos globales del sistema, tales como:

- Longitud total de línea y circuitos, según su nivel de tensión.
- Capacidad total de transformación, según rangos de tensión.
- Demanda total de energía y potencia por zonas, circuitos ó sistemas.

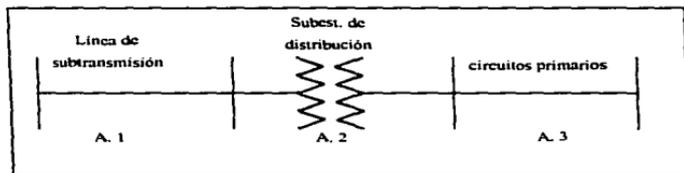
Todos estos datos forman parte de una estadística que esta disponible en la empresa.

---

## IV.1. EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

A continuación se describen los criterios utilizados para evaluar las pérdidas en las líneas de subtransmisión, subestaciones y circuitos de distribución y secundarios.

### Circuito equivalente



*Figura 4.1 Circuito equivalente.*

### Línea de subtransmisión

- a) Longitud: 
$$\text{Longitud} = \frac{\text{Km de línea de subtrans. total del año } n}{\text{numero de subestaciones en el año } n}$$
- b) Conductor promedio ACSR 266.8 MCM
- c) tensión promedio 115 kV

### Subestación

a) Demanda de la subestación:  $\text{Demanda de la subest.} = \frac{\text{demanda en el año } n}{\text{numero de subestaciones}}$

b) Capacidad de la subestación:  $\text{Capacidad} = \frac{\text{MVA en subest. en año } n}{\text{numero de subest.}}$

### **Circuitos de distribución**

a) Longitud de la subestación:  $\text{Longitud} = \frac{\text{km de cto. primario en el año } n}{\text{numero de circuitos}}$

b) Conductor promedio ACSR 3/0 AGW

c) Demanda:  $\text{Demanda} = \frac{\text{Demanda total en el año } n}{\text{numero de circuitos}}$

## **IV.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA.**

La mejor estrategia para el control de pérdidas eléctricas es realizar un planteamiento adecuado, tanto en la operación como en la expansión de los sistemas eléctricos.

Las pérdidas eléctricas así como su control tienen asociados costos directos, por lo tanto, la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel de pérdidas del sistema se efectuará con base a una adecuada evaluación económica y financiera.

---

### **IV.2.1. Evaluación económica de la reducción de pérdidas.**

Para reducir el valor de las pérdidas es necesario realizar algunas inversiones en el sistema como son: cambio de conductor, cambio de transformadores, reubicación de cargas, etc. El incremento en el beneficio neto que se obtiene por estas inversiones está dado por la reducción en los costos asociados a las pérdidas menos los costos de inversión necesarios en el sistema para reducir el nivel de pérdidas.

La disminución gradual de las pérdidas se realiza aplicando primero las inversiones de menor costo. Los costos van en aumento y habrá por lo tanto un punto en el cual cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas no es aceptable económicamente ya que el beneficio se ve por el costo asociado.

Los diferentes proyectos que se propongan reducir el nivel de pérdidas, se pueden evaluar de acuerdo con los costos y beneficios asociados con cada uno de ellos. El objetivo es maximizar por ejemplo, el valor presente de los beneficios menos los costos, como medida de rentabilidad de un proyecto.

Los diferentes proyectos a considerar se comparan con los costos y beneficios que el sistema tendría si no se hiciera ningún proyecto.

Los siguientes pasos muestran una forma sencilla y rápida de evaluación económica, la cual puede ser organizada en una hoja electrónica de cálculo.

- 1.- Calcular los ahorros que se obtiene por la disminución en el valor de la demanda máxima por efecto de la reducción de pérdidas.
- 2.- Calcular los ahorros correspondientes a la disminución de pérdidas de energía.
- 3.- Evaluar los costos asociados para reducir las pérdidas.
- 4.- Obtener las relaciones beneficio/costo y beneficio neto (ahorros-costos).
- 5.- Seleccionar la mejor alternativa de acuerdo con el paso anterior (4).

Los diferentes pasos mencionados anteriormente se pueden aplicar para evaluar todo el sistema, parte de el, o algunos de sus elementos (cambio de conductor, ubicación de capacitores, etc. teniendo en cuenta el horizonte de tiempo a considerar).

#### **IV.2.1.1. Estrategias.**

Es recomendable analizar elemento por elemento del sistema de manera muy cuidadosa e implementar la estrategia de solución, de acuerdo con la disponibilidad de tiempo y dinero que se tenga.

El planteamiento de los sistemas de distribución se puede resumir en los siguientes pasos:

- 1.- Se determina el aumento de la demanda en el tiempo y en el espacio.
- 2.- Si el sistema funciona adecuadamente bajo esta nueva condición se puede continuar operando normalmente.

- 3.- En caso contrario se plantea la posibilidad de construcción de una nueva subestación necesiéndose determinar su capacidad y ubicación.
- 4.- De manera similar se determina la necesidad de nuevos circuitos primarios y secundarios, sus rutas, calibres de conductores, transformadores, necesidad de capacitores etc.
- 5.- Si el costo de lo propuesto es aceptable, se acepta esta política, si no se busca una más económica que satisfaga los puntos 3 y 4.

En los sistemas de distribución se puede considerar la aplicación de medidas que lleven a un funcionamiento óptimo de ellos bajo las siguientes consideraciones.

- 1.- El sistema actual.
- 2.- El sistema en el futuro inmediato.
- 3.- El sistema en el futuro lejano.

#### **IV.2.1.2. Sistema actual.**

Cuando en el sistema de distribución se detecta que los niveles de pérdidas existentes son mayores que los límites preestablecidos como admisibles, se deben ejecutar acciones a corto plazo que conlleven a una reducción de las pérdidas, entre ellas se puede mencionar.

- **Circuito primario:** Efectuar cambios de conductor por otro de menor resistencia, reconfiguración del sistema.

- **Circuito secundario:** Igual que en el caso anterior, realizar cambios de conductores, o reconfigurar el sistema ya sea centralizado o no del sistema.

Los sistemas centralizados se caracterizan por el uso de un transformador para un gran número de usuarios (15 - 200) y por tener circuitos primarios relativamente cortos comparados con las longitudes de los circuitos secundarios.

Los sistemas descentralizados poseen características opuestas al caso anterior.

- **Transformadores:** Efectuando cambios en su capacidad o rehubicandolos en el sistema .
- **Factor de potencia:** Mejorando el factor de potencia mediante el uso de nuevos capacitores o rehubicando los capacitores existentes.
- **Redistribución de cargas:** Transfiriendo cargas entre alimentadores.

El funcionamiento del sistema futuro inmediato y futuro lejano está condicionado a que se haya realizado un planteamiento adecuado.

### **VI.3. SELECCIÓN ÓPTIMA DE ELEMENTOS.**

Aquí se presentan algunas consideraciones para la selección óptima de los elementos del sistema que tienen mayor impacto sobre las pérdidas, así como también su evaluación.

### **Conductor económico**

En los sistemas de energía se requieren transportar una corriente eléctrica  $I$  una distancia  $L$  utilizando un conductor de sección  $S$  y de resistencia  $R$ .

El problema de selección del conductor económico se enuncia de la manera siguiente: Encontrar la corriente o el rango de corriente óptimo para un conductor dado, el cual tiene asociado cierto costo por una unidad de longitud y cierta resistencia.

En la práctica se tiene los siguientes factores que afectan la selección del conductor:

- Sólo se cuenta con un número discreto de calibres de conductores.
- Los costos de los conductores no son estrictamente proporcionales a su volumen debido a que los equipos y panes de fabricación trabajan óptimamente bajo ciertas circunstancias.

Una forma sencilla de evaluar los costos del conductor se obtiene utilizando las características de cada conductor en particular y los costos asociados.

Se desea encontrar el conductor económico para una corriente máxima de 150 A ( corriente referencia) por ejemplo.

1.- Para encontrar este objetivo se consideran los posibles conductores N° 2, 1/0, 266.8 kcm, 636 kcm y 1192.5 kcm.

El conductor N°2 presenta una capacidad térmica a 150 A para una temperatura de 50 °C., igual al valor de 1 corriente de referencia, mientras que el último conductor presenta una capacidad térmica de 1000 A unas 6 veces el valor de la corriente analizada

2.- Las pérdidas se calculan como  $I^2R$  multiplicado por el número de fases (para este caso se consideran 3).

3.- Se calculan los costos debidos a las pérdidas tanto por demanda máxima como por energía durante un año.

El costo asociado con las pérdidas se obtiene sumando los dos costos anteriores.

El incremento en los costos (para este caso beneficios) asociados a las pérdidas se encuentra como la diferencia entre los costos de utilizar un conductor respecto a la utilización del siguiente.

4.- El costo de la línea incluye el costo del conductor, postes, herrajes, lo que hace que el costo no es proporcional al peso del conductor ya que la mano de obra y accesorios permanecen relativamente constantes para estos calibres de conductores.

Los costos incrementales de la línea representan los costos adicionales de pasar de utilizar un conductor al siguiente.

5.- Una vez estimados los costos y beneficios se puede calcular la relación beneficio/costo, la cual se define como la relación entre el incremento en el ahorro debido a la disminución en las pérdidas que se obtienen al utilizar un conductor, dividido por el incremento en los costos al utilizar el nuevo conductor.

6.- Por último se calculan los costos y beneficios para el total de vida útil del proyecto, ya sea bajo una base de valor presente, valor futuro o equivalencia anual, considerando la inversión inicial de la línea y los costos anuales asociados a las pérdidas.

Para obtener un mejor estimativo de costos es necesario considerar el incremento de la demanda en el tiempo.

### **Transformador económico**

A diferencia de los costos de los conductores en los costos de los transformadores existen economías de escala significativa, es decir que entre mayor sea la potencia del transformador, menor costo se tendrá por unidad de potencia (kVA).

Para la evaluación económica del transformador de manera similar a la evaluación económica de los conductores se puede utilizar las características para cada potencia de referencia y los costos asociados.

Se desea encontrar el transformador económico para una demanda máxima de 10 kW.

1.- Para realizar el ejemplo se seleccionaron 3 transformadores de 5, 10 y 25 kVA respectivamente. Se supone que el transformador de 5 kVA soporta la demanda de 10 kW bajo ciertas condiciones de carga.

2.- Los costos debidos a la demanda máxima se consideran iguales.

Para cada transformador se conoce la información sobre el valor de pérdidas en vacío y en carga para condiciones nominales.

Con base en los datos anteriores se calculan las pérdidas en el cobre cada transformador como:

$$P_L^R = P_L^n \left( \frac{P^R}{P^n} \right)^2$$

donde:

$P_L^R$ : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a la demanda de referencia.

$P_L^n$ : Pérdidas en el vacío (W) del transformador a tensión nominal.

$P^n$ : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a condiciones nominales.

**Cálculo de pérdidas de energía anuales debido a las pérdidas en vacío y a las pérdidas presentes en carga de la siguiente manera:**

$$L = (P_L^V + P_L^R F_L) 8760$$

**Los costos totales debidos a las pérdidas compuestas por la componente de demanda y la componente de energía se calculan mediante:**

$$C_T = C_D P_L + C_E^L$$

- 3.- **Disminución de los costos de las pérdidas al pasar del uso de un transformador a otro.**
- 4.- **Costo de involucrar el transformador en el sistema, el cual incluye el costo del transformador, postes, mano de obra, mantenimiento y operación. Los valores se han pasado a costos anuales imponiendo una tasa de retorno del 12 % y 2 % de mantenimiento y operación.**
- 5.- **Costo total anual, el cual incluye el costo debido a las pérdidas y los costos del transformador.**

**La mejor alternativa para considerar es la que de mejores costos, en este caso el transformador de 10 kVA.**

### **Capacitor económico**

La evaluación de la relación beneficio/costo debida a la corrección del factor de potencia por la instalación de un conjunto de capacitores se efectúa de manera similar a la forma como se calculo para los conductores y transformadores. Por ejemplo se instala un banco de capacitores de cierta capacidad, el cual mejora el factor de potencia de una carga determinada al 95 % para la corriente de la demanda máxima.

- 1.- Se considera el costo de la instalación del grupo de capacitores.
- 2.- En la evaluación de los costos debidos a las pérdidas con y sin capacitores instalados se consideran como los costos debidos a las pérdidas por la demanda. Para calcular el valor de pérdidas con o sin capacitores se recurre a estudios de flujo de carga.
- 3.- Al colocar los capacitores se reducen las pérdidas obteniéndose en los costos de operación anuales.
- 4.- La relación beneficio costo se obtienen como los pesos ahorrados por peso invertido.

#### **IV.4. CARACTERÍSTICAS DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

Al transportar la energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales, se presenta la pérdida de una cierta cantidad de energía enviada desde el punto de generación. Debido al aumento constante de las pérdidas en los sistemas eléctricos, es importante tomar medidas para reducir al máximo dichas pérdidas, teniendo en cuenta que ellas constituyen un costo económico para las empresas generadoras de energía, correspondiente al costo marginal de producir y transportar dicha energía o potencia desde las plantas generadoras.

Las pérdidas en un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas, el de las pérdidas de energía es el costo marginal de producir transportar esa energía adicional desde las plantas generadoras, hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución, el de las pérdidas de potencia es el costo marginal de la inversión de capital, requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

Como la capacidad de las instalaciones de generación, transformación y transmisión se dimensionan para las condiciones de demanda pico del sistema, el valor económico de las pérdidas de potencia depende de la coincidencia entre el pico de la carga considerada y el pico de la demanda total del sistema.

O sea que, por lo general, la carga que se debe utilizar para calcular el costo de las pérdidas de potencia no es la carga pico del circuito o transformador considerado, sino la carga que fluye a través de ellos a la hora pico del sistema.

Usualmente la demanda se proyecta para las condiciones pico, por lo cual es conveniente efectuar los cálculos de pérdidas a partir de la corriente máxima. En el caso de los conductores y devanados de transformadores las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que, para calcular las pérdidas de energía en el periodo de tiempo dado, es necesario multiplicar las pérdidas de potencia calculadas para la corriente pico del circuito o transformador por el número de horas del periodo y por el factor de pérdidas, que es la relación entre el valor medio y el valor pico de la curva cuadrática de la corriente.

Si se conoce la curva de la carga del circuito que se este analizando, se puede calcular la curva cuadrática y, a partir de ella el factor de pérdidas. Por lo general, sin embargo, no se conoce la curva de carga de los distintos circuitos primarios y secundarios que es necesario analizar en el diseño de las redes de distribución, aunque usualmente se tiene un estimativo razonable del factor de carga de la demanda correspondiente. En este caso, es posible estimar el factor de pérdidas a partir del factor de carga, mediante fórmulas empíricas cuyos parámetros deben ser, en lo posible derivados para el sistema en estudio a partir de curvas de carga obtenidas de muestreos.

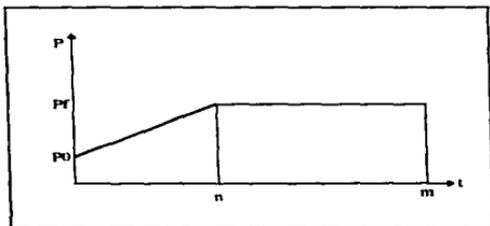
### **Análisis económico**

Desde el punto de vista económico, el desempeño óptimo de los sistemas eléctricos es aquel que corresponde a la solución del mínimo costo total, incluyendo dentro de este no solo los costos de inversión si no también el valor presente acumulado de los costos de pérdidas y los demás costos de operación y mantenimiento que se estimen dentro de la vida útil de las instalaciones.

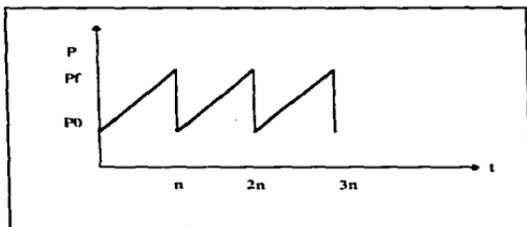
El costo de la energía ha aumentado en mayor proporción que el costo de los materiales y equipos, lo cual hace necesario reevaluar periódicamente los criterios de planeamiento y diseño de los sistemas de subtransmisión y distribución, para tener en cuenta la mayor incidencia económica que han ido adquiriendo las pérdidas.

### **Modelo de la carga.**

La evaluación del costo de las pérdidas depende sin embargo del modelo de presentación de la carga que se adopte para el planteamiento del sistema de distribución y para la carga del conductor y transformador, existiendo dos tipos de modelos denominados "Rampa y Sierra", como se aprecia en las figuras 4.2. y 4.3.



**Figura 4.2. Modelo de carga tipo rampa.**



**Figura 4.3. Modelo de carga tipo sierra.**

### **Características de pérdidas en redes de distribución.**

Las pérdidas de potencia en circuitos de distribución son debidas a la corriente que circula por la línea y a la resistencia del conductor.

En redes de distribución, los postes, aisladores y herrajes son en general independientes del calibre del conductor que se utilice (para conductores de 4/0, lo cual reduce el problema de selección económica de conductores a un balance entre los costos de inversión de suministro y montaje de conductores y el valor presente acumulado del costo de pérdidas de potencia y energía a través de los años.

### **Modelo de carga tipo rampa.**

En este modelo el crecimiento de carga del alimentador es creciente durante “n” años y constante del año n+1 hasta el año “m”, el alimentador iniciara con una carga  $P_o$  y llegara a la carga final  $P_f$ , a los n años.

### **Modelo de carga tipo sierra.**

En este modelo el alimentador comienza con una carga  $P_o$  y al cabo de n años llega a su carga final  $P_f$ , volviendo nuevamente a su esquema inicial a partir del año n+1, hasta el año 2n y así sucesivamente. Este modelo tipo “sierra” presenta el mejor comportamiento del alimentador y evita tener los alimentadores demasiado descargados en el corto plazo.

### **Características de pérdidas en transformadores de distribución.**

Las pérdidas de un transformador son de tipos: las denominadas pérdidas en el hierro que son debidas a la magnetización del núcleo y las denominadas pérdidas de cobre, que se producen en los devanados, debido a la resistencia de los conductores.

Las pérdidas en el hierro se producen permanentemente, mientras el transformador esté energizado y por lo tanto, son independientes de la carga del transformador. Dependen del voltaje de operación pero, para propósitos de análisis, generalmente se suponen constantes durante el tiempo en el que el transformador esté energizado e iguales a las pérdidas medidas o garantizadas a voltaje nominal. Puesto que los transformadores de mayor capacidad requieren de núcleos más grandes, las pérdidas en el hierro van aumentando a medida que aumenta la capacidad del transformador. El aumento en las pérdidas en el hierro es, sin embargo, proporcionalmente inferior al aumento en la capacidad de transformación.

Las pérdidas del cobre son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados y por lo tanto, aproximadamente proporcionales al cuadrado de la carga del transformador. Los transformadores de mayor capacidad requieren de conductores de mayor calibre, y por lo tanto, para una misma carga un transformador de mayor tamaño menos pérdidas de cobre que uno de menor capacidad.

Las anteriores consideraciones permiten inferir claramente la importancia de la cargabilidad económica de los transformadores pues, para una misma carga, si se instala un transformador de menor tamaño, las pérdidas de el hierro serán menores, pero por otro lado, las pérdidas del cobre serán mayores, que las que tendrían si se instala un transformador de mayor capacidad. Para cada nivel de carga habrá por lo tanto una capacidad óptima de transformador o, dicho de otra manera, desde el punto de vista de pérdidas cada transformador tendrá su propio rango de cargabilidad óptima.

#### **IV.4.1. Pérdidas de potencia y energía.**

Las pérdidas totales de potencia y energía en un transformador son la suma de las pérdidas del hierro y las pérdidas del cobre.

Como porcentaje de la carga atendida, las pérdidas del hierro van disminuyendo en la medida en que se va cargando más el transformador, mientras que el porcentaje de las pérdidas del cobre, por ser estas proporcionales al cuadrado de la carga, aumenta en proporción directa a la carga. El porcentaje de pérdidas totales será mínimo en el punto donde las pérdidas del cobre y las pérdidas del hierro sean iguales.

Las pérdidas de potencia, como porcentaje de la carga, son mínimas para la carga pico del transformador menor que su capacidad nominal. Esto es lo usual y económicamente tiene sentido si se considera que el promedio y por efectos de la diversidad de carga, a la hora pico del sistema los transformadores de

distribución están cargados a un valor inferior al de la carga máxima individual de cada uno de ellos.

**Carga económica.**

La operación de los transformadores de distribución debe realizarse teniendo en cuenta las pérdidas en el cobre y en el núcleo, las cuales dependen de la capacidad del transformador.

La carga económica de los transformadores es aquella en la cual el costo de inversión más el valor presente del costo de pérdidas de potencia y energía es mínimo. El rango de carga económica de cada transformador se obtiene igualando las curvas de costo total.

## **CONCLUSIONES.**

En los capítulos anteriores se ha tratado la problemática de las pérdidas de energía (técnicas y no técnicas) tanto desde el punto de vista cuantitativo como de su incidencia económica.

Los proyectos de reducción de pérdidas no deberían de existir de haberse planeado y haberse dispuesto los recursos financieros adecuadamente. Dichos proyectos constituyen una prueba fehaciente de errores de la política del pasado que llevaron a las empresas eléctricas a posponer inversiones de rehabilitación y gastos de mantenimiento en las redes de distribución.

Para reducir las pérdidas se considera conveniente tener en cuenta las siguientes previsiones.

- 1.- Es necesario e imprescindible que todas las empresas definan e implementen mecanismos y procedimientos sistemáticos que le permitan conocer en forma permanente la evolución del nivel de pérdidas técnicas y no técnicas.
- 2.- Concentrar los esfuerzos y recursos disponibles en forma orgánica y coherente dando prioridad a la solución de las pérdidas no técnicas y cuando estas se encuentren en valores aceptables, continuar con las técnicas.

- 3.- En todos los casos encarar adecuadamente las acciones a desarrollar, para lo cual previamente es indispensable la realización de un diagnóstico que permita definir donde están las pérdidas mayoritarias y como reducir las.
- 4.- Tomar las decisiones en base a la mejor evaluación posible de los beneficios y los costos de cada proyecto, especialmente en aquellos destinados a reducir las pérdidas técnicas donde tenga tendencia a sobrevivir.
- 5.- Tener presente que la mejor forma de reducir pérdidas futuras, se inicia con un correcto diseño de las obras y un acentuado planeamiento de las mismas, tanto desde el punto de vista tecnológico como el de su desarrollo en el tiempo.

Las pérdidas técnicas no pueden eliminarse completamente pero pueden controlarse. Las pérdidas no-técnicas pueden efectivamente reducirse a cero. El punto al cual una empresa puede reducir económicamente sus pérdidas es por lo tanto uno de los indicadores que pueden utilizarse para medir la eficiencia de su operación, en particular de su administración.

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos han sido diseñados con un porcentaje excesivo

- a) Suministrar la máxima potencia de los conductores con el tipo de cable existente y reducir el costo del cobre de acuerdo con el tipo de aislamiento que se utiliza.
-

3.- En todos los casos encarar adecuadamente las acciones a desarrollar, para lo cual previamente es indispensable la realización de un diagnóstico que permita definir donde están las pérdidas mayoritarias y como reducirlas.

4.- Tomar las decisiones en base a la mejor evaluación posible de los beneficios y los costos de cada proyecto, especialmente en aquellos destinados a reducir las pérdidas técnicas donde tenga tendencia a sobrevivir.

5.- Tener presente que la mejor forma de reducir pérdidas futuras, se inicia con un correcto diseño de las obras y un acentuado planeamiento de las mismas, tanto desde el punto de vista tecnológico como el de su desarrollo en el tiempo.

Las pérdidas técnicas no pueden eliminarse completamente, pero pueden controlarse. Las pérdidas no-técnicas pueden efectivamente reducirse a cero. El punto al cual una empresa puede reducir económicamente las pérdidas es por lo tanto uno de los indicadores que pueden utilizarse para medir la eficiencia de su operación, en particular de su administración.

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos han sido diseñados con los principales objetivos:

a) Suministrar la demanda máxima de los consumidores con un nivel de voltaje constante y aceptable en todos los puntos de suministro, aún al final del alimentador.

**CONCLUSIONES.**

---

- b) **Asegurar un suministro confiable al consumidor.**
- c) **Minimizar los costos de inversión y de operación.**
- d) **Asegurar la seguridad de las personas y los bienes de los consumidores y los empleados de la empresa al mismo tiempo.**
- e) **Acomodar fácilmente la expansión del sistema a los aumentos de demanda.**

Las pérdidas casi nunca se consideran en el planteamiento e implementación de los sistemas. Con el tiempo, se ha llegado a descubrir que las inversiones de mínimo costo casi nunca representan el mínimo costo total, y que las pérdidas representan costos reales a la empresa.

Todas las componentes que forman los bloques del modelo del sistema eléctrico tienen pérdidas de energía en algún grado. En este trabajo no se trataron las pérdidas en el sistema de generación, a pesar de que usualmente son significativas y deben incluirse en cualquier evaluación de pérdidas.

El presente trabajo ha tenido por objeto mostrar la importancia económica que las pérdidas tienen para la determinación de un buen diseño, en aspectos como el de la selección de cargabilidad en transformadores y selección de conductores.

Con frecuencia el valor de las pérdidas es superior al valor mismo de los conductores y transformadores que se instalan en las redes de distribución. Es necesario por lo tanto, reevaluar permanentemente los criterios de diseño y operación de las redes de distribución mediante análisis detallados y específicos para cada sistema apoyándose en las nuevas tecnologías como pueden ser las computadoras, que en la actualidad han resultado ser una gran herramienta para realizar los cálculos complejos que se necesitan durante el análisis de pérdidas de los sistemas.

## **APÉNDICE A.**

### **CRITERIOS DE PLANEAMIENTO Y OPERACIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

En el desarrollo de guías para el planeamiento y operación de los sistemas de distribución, juegan un papel muy importante los criterios de cargabilidad asignados a los equipos, especialmente en el caso de los transformadores de subestaciones. La capacidad nominal no siempre representa la máxima capacidad de carga del equipo, y el cargarlo por encima de este valor lleva a utilizar mejor la inversión y los costos de capital pueden reducirse en el futuro.

Hay dos conceptos básicos por considerar en la sobrecarga de los equipos.

- 1.- Establecer capacidades normales de sobrecarga de acuerdo a la demanda en condiciones normales.
- 2.- Determinar capacidades de sobrecarga en condiciones de emergencia.

El establecer tales capacidades, normal y de emergencia del equipo, permite a la empresa tener consideraciones especiales sobre las características y límites de operación de los equipos.

El propósito de este apéndice es analizar los criterios de planeamiento y diseño y recomendar políticas sobre la operación del sistema de distribución

encaminadas a establecer criterios sobre la cargabilidad de los equipos y elementos que minimicen los costos totales.

### **A.1. Factores a considerar en el planeamiento.**

Existen un gran número de factores de índole económica social, ambiental, y nivel de pérdidas que deben considerarse en el planeamiento. El factor de mayor incidencia es el crecimiento de la demanda. De aquí que sea esencial para un adecuado planeamiento la predicción aceptable de la carga la cual se ve influenciada por factores geográficos, económicos, poblacionales, políticos, etc.

El problema de planteamiento en los sistemas de distribución conduce a tomar decisiones sobre los aspectos relacionados con las variables siguientes:

- Nivel de tensión en los diferentes circuitos de distribución primaria y secundaria.
- Localización, capacidad y área de servicio de las subestaciones.
- Configuraciones, longitudes y rutas de los alimentadores primarios y secundarios.
- Materiales y calibres de los conductores utilizados.
- Clase, capacidad y ubicación de los transformadores de distribución.
- Clase, tamaño y ubicación de los otros elementos del sistema que cumplen un propósito específico como son reguladores de tensión y capacitores.
- Niveles de cargabilidad de los diferentes elementos del sistema.

Las decisiones anteriores se deben tomar teniendo en cuenta criterios económicos y de confiabilidad, reflejados en:

- Calidad de servicio representada en niveles de tensión y frecuencia adecuados.
- Continuidad y restauración rápida del servicio en caso de interrupción.
- Que sea la alternativa más económica posible desde el punto de vista de costos de inversión y mantenimiento en el horizonte de tiempo establecido.

Para lograr un planeamiento y una reducción de pérdidas adecuadas del sistema se deben tomar en consideración entre otras relacionadas con:

- Diagnosticar el estado actual del sistema.
- Predicción de carga.
- Inventario de parámetros del sistema.
- Revisión de normas.
- Estudios computarizados.
- Mejoras del factor de potencia.
- Análisis de beneficios.
- Mejora del balance de carga.
- Manejo de carga.
- Incentivos tarifarios.
- Manejo de carga de transformadores.
- Monitoreo del sistema.

- Estrategias.

## **A.2. Criterios de planeamiento.**

A continuación se presenta un resumen de los principales criterios a ser tenidos en cuenta en el planteamiento de sistemas de distribución.

### **Regulación de voltaje.**

Con el fin de poder atender la demanda del sistema con niveles de voltaje que garanticen el funcionamiento de los equipos eléctricos, debe tenerse un rango de operación del voltaje, ya que los voltajes demasiado altos producen daños en los equipos y los voltajes demasiado bajos pueden dañar equipo como motores y a la vez producir un colapso de tensión en el sistema. Por lo anterior es necesario establecer los niveles máximo y mínimo de voltaje de operación tanto en condiciones normales como en caso de contingencias (condiciones anormales).

La norma ANSI C.84.1 "Voltaje rating for electric system and equipment (60 Hz)" establece como valores límites para el voltaje de servicio (voltaje en el punto de conexión del transformador) en condiciones normales y de emergencia en media tensión, los siguientes valores.

Condición	V máximo %	V mínimo %
Op. normal	105.0	97.5
Op.emergencia	105.2	95.0

Para voltajes secundarios (120V), la norma establece como voltaje de servicio (voltaje en la acometida al usuario) en condiciones normales 95 % y en emergencia 91.7 %, medidos sobre un voltaje base de 120 V, lo que corresponde a 114 V y 110 V respectivamente.

Así mismo, el limite especificado de sobretensión permanente permitido por las normas para el voltaje nominal de 13.8 kV es de 15 kV, o sea 8.7 %.

Las Normas de Subtransmisión y Distribución en general establecen como limite máximo de regulación para circuitos primarios el valor del 3 % y para circuitos secundarios el 5 %.

De acuerdo con lo anterior se recomienda como limite máximo de regulación (caída de tensión) en circuitos primarios el 3 % y en circuitos secundarios el 5 %, manteniendo el voltaje de servicio en el 95 %, utilizando para ellos los taps de los transformadores de distribución (-5 %) y partiendo de un voltaje en el barraje de 13.2 kV en operación normal. El voltaje máximo (en condiciones de mínima carga) debe ser inferior al 105 %.

### **Control de pérdidas.**

El control de pérdidas se debe realizar a todos los niveles del sistema, es decir, a nivel de generación, transmisión y distribución. Para lograr que se realice adecuadamente un plan de reducción de pérdidas se debe acompañar con adecuado planeamiento del sistema. A continuación se describen las principales características que se deben considerar de la planeación de los sistemas de distribución.

El objetivo del planeamiento de los sistemas de distribución es asegurar que el crecimiento de la demanda de electricidad se satisfaga de una manera óptima por medio de la adición de elementos al sistema, que sea técnica y económicamente razonable. Esta adición de elementos se debe realizar tanto en tiempo como en el espacio.

El planeamiento de los sistemas de distribución comienza en el mismo nivel de los consumidores. Por esta razón el tipo de demanda, el factor de carga y las características de la carga de los usuarios señalan los requerimientos del sistema de distribución. Una vez que se determinan las cargas de los usuarios, se agrupan por medio de los circuitos secundarios que están conectados al transformador de distribución, los transformadores de distribución se combinan para determinar la demanda de los circuitos primarios y estos a su vez se agrupan para hallar la capacidad de la subestación. Es decir, las cargas determinan la capacidad de la subestación, de aquí la importancia que se debe dar a una evaluación muy cuidadosa de la demanda.

Adicionalmente hay que considerar algunas restricciones como son niveles de tensión, existencia limitada del grupo de transformadores y capacitores, nivel de aislamiento, etc.

### **Minimización de pérdidas.**

Debido a los costos cada vez más crecientes de la energía y a que las pérdidas en el sistema de distribución inciden en el aumento de capacidad de generación para suprimirlas, es importante involucrar el costo de pérdidas dentro del análisis del sistema eléctrico.

Lo anterior conlleva a que la potencia transmitida por los alimentadores debe ser compatible con el calibre del conductor de línea con el fin de minimizar el costo total correspondiente al costo de inversión más el costo de pérdidas de potencia y energía durante el periodo de análisis para la evaluación económica.

Así mismo, la potencia transformada en las subestaciones y transformadores de distribución debe ser compatible con el costo total del equipo, que incluye el costo del transformador y el costo de las pérdidas en el núcleo y en el cobre.

Los criterios recomendados son:

- Los niveles de carga económica por cada tipo de conductor deben tener en cuenta el costo de inversión del conductor y las pérdidas de potencia y

energía valoradas al costo marginal a largo plazo del nivel de tensión inmediatamente superior.

- La potencia transmitida por los alimentadores debe estar de acuerdo con el nivel de tensión del mismo, estableciéndose valores máximos económicos de potencia a transmitirla para cada nivel de tensión.
- La capacidad de los transformadores de distribución debe involucrar un análisis económico que incluya el costo del transformador y el costo de las pérdidas en el núcleo y en el cobre de los transformadores.

### **Cargabilidad de líneas y transformadores**

En general bajo condiciones normales de operación los conductores de los alimentadores deben operar por debajo de su capacidad térmica (normalmente menor del 80 %) con el fin de no disminuir la vida útil. Sin embargo su cargabilidad depende de factores tales como regulación máxima permitida, costo de pérdidas, corriente de corto circuito admisible y transferencia de carga.

Los criterios propuestos sobre la cargabilidad de conductores se basan en el concepto de conductor económico, transferencia de carga y capacidad de corto circuito.

Con relación a los transformadores de subestaciones los criterios para definir su cargabilidad son los definidos por las normas ANSI C57.92 "Guide for loading oil immersed distribution and power transformers" los cuales cubren

recomendaciones generales para cargar transformadores en aceite. En general los transformadores deben operarse sin sacrificio de su vida útil, pero en algunas contingencias se puede permitir un sacrificio moderado de su vida esperada, el cual varía entre el 1 % y el 3 %.

Para definir la capacidad de sobrecarga de los transformadores se debe establecer el nivel de carga antes que se presente la carga máxima y el tiempo de duración del pico del sistema.

Para los transformadores de distribución el criterio empleado es el de carga económica, en el cual la capacidad del transformador para una carga determinada depende del costo de inversión del transformador y del costo de las pérdidas en el cobre en el núcleo.

### **Confiabilidad**

La confiabilidad de los sistemas de distribución es un factor importante desde el punto de vista del suministro de energía a los usuarios y por el costo de la energía dejada de vender.

Con el fin de tener un buen nivel de confiabilidad en los sistemas de distribución se propone utilizar el criterio de transferencia de carga entre alimentadores con el fin de que ante la salida de un circuito, su carga pueda ser atendida por los circuitos aledaños.

Para transformadores de subestaciones, el criterio de confiabilidad depende fundamentalmente del costo de los transformadores, pero en general se recomienda en lo posible utilizar al menos dos transformadores en cada subestación, dependiendo de la importancia de la carga, con el fin de evitar racionamientos cuando se presente la falla de uno de ellos.

Lo anterior se aplica básicamente a subestaciones que atiendan cargas industriales o cargas importantes. En el caso de no tener dos transformadores, también se puede utilizar una subestación móvil para condiciones de fallas del transformador.

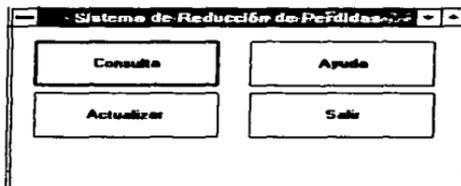
### **A.3. CRITERIOS DE DISEÑO.**

El aumento ocurrido en los costos de energía en mayor proporción que los costos de materiales hace necesario reevaluar periódicamente los criterios de planeamiento y diseño de los sistemas de subtransmisión y distribución, para tener en cuenta la incidencia económica que han ido adquiriendo las pérdidas. Lo anterior ha llevado a que la tendencia de los sistemas de distribución es la utilización de circuitos primarios cortos y menos cargados, el empleo de mayor número de subestaciones de menor capacidad transformadora, con lo cual la regulación ha perdido importancia como criterio de diseño.

## APÉNDICE B.

### PANTALLA PRINCIPAL DEL SISTEMA DE DISMINUCIÓN DE PERDIDAS.

#### "PANTALLA PRINCIPAL."



#### "MENÚ PRINCIPAL".



#### MENÚ "OPCIONES".





**MENÚ "TODAS LAS OBRAS".**



**BIBLIOGRAFÍA.**

ANTONY J. PANSINTI, *ELECTRICAL DISTRIBUTION ENGINEERING*,  
INTERNATIONAL STUDENT EDITION, McGRAW-HILL

TURAN GOMEN, TURAN. *ELECTRIC POWER DISTRIBUTION  
SYSTEM ENGINEERING*, McGRAW-HILL

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. *ELECTRIC UTILITY  
ENGINEERING REFERENCE BOOK DISTRIBUTION SYSTEM  
VOL.3*, EAST PITTSBURG, 1965

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. *ELECTRICAL  
TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM REFERENCE BOOK*,  
EAST PITTSBURG, 1965

RENATO CESPEDES G. *NEW METHOD FOR ANALYSIS OF  
DISTRIBUTION NETWORKS SYSTEM*, VOL.5, No.1, JANUARY 1990  
IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY

NORMA OFICIAL MEXICANA, *TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCION TIPO POSTE Y TIPO SUBESTACION*, NOM-J-116-1989

ORGANIZACION LATINOAMERICANA Y DEL CARIBE, **MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS**, OLADE

ESPINOSA Y LARA ROBERTO, **SISTEMAS DE DISTRIBUCION**, LIMUSA

MARIO L. MARTIN, ORLANDO HECTOR RAMTI, **PERDIDAS DE ENERGIA**, CIER.

STEVENSON, W.D. JR. **ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS**, MCGRAW HILL

STAGG AND EL. ABIAD, **COMPUTER METHODS IN POWER SYSTEM ANALYSIS**, MCGRAW HILL.

GARY, CORNELL, **THE VISUAL BASIC 3 FOR WINDOWS HANDBOOK.**, MCGRAW HILL.