

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**“Análisis y Selección Económica  
de Tensiones en Proyectos  
Industriales”**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la obtención del Título de  
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**Especialización:  
POTENCIA**

**Presentado por:  
Mario Arturo Suárez Pierra**

**Guayaquil - Ecuador  
1988**

## AGRADECIMIENTO

AL ING. IVAN RODRIGUEZ RAMOS  
Director de Tesis, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo, así como también a los educadores que hicieron posible mi formación.

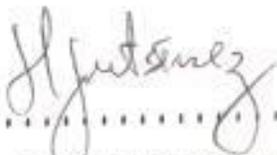
DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MIS HIJOS

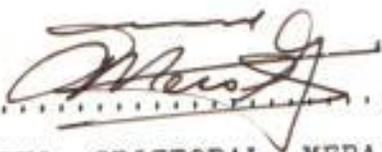
Y EN ESPECIAL A MI HIJA



.....  
ING. HERNAN GUTIERREZ V.  
Presidente del Tribunal



.....  
ING. IVAN RODRIGUEZ RAMOS  
Director de Tesis



.....  
ING. CRISTOBAL MERA G.  
Miembro del Tribunal



.....  
ING. JORGE CHIRIBOGA G.  
Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Titulos profesionales de la ESPOL).

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Mario A. Suarez Pierra', written over a dotted line.

MARIO A. SUAREZ PIERRA

## RESUMEN

En el presente estudio se pretende realizar un trabajo eminentemente práctico que realmente preste ayuda a un diseñador con poca experiencia. Es por eso que se muestran tablas más amplias de lo que a menudo son necesarias.

Debemos señalar, el uso de costos referenciales en moneda extranjera, específicamente dólares americanos, debido a la poca rentabilidad de la moneda nacional, así como también, para la comprensión total del presente estudio se le da especial énfasis, al desarrollo del ejemplo en el capítulo correspondiente.

# I N D I C E      G E N E R A L

	Pag.
RESUMEN .....	I
CAPITULO I	
1.1. EXISTENCIA DE UNA GRAN VARIEDAD DE SISTEMAS ...	2
1.1.1 Métodos para la distribución de energía.	5
1.1.2 Métodos para la utilización de energía eléctrica .....	6
1.2. ASPECTOS ECONOMICOS .....	7
1.2.1. Costos Iniciales .....	7
1.2.2. Expansión .....	10
1.2.3. Seguridad .....	11
1.2.4. Mantenimiento .....	13
CAPITULO II SISTEMAS ACTUALMENTE GENERALIZADOS .....	17
2.1. DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS .....	19
2.1.1. Sistema radial simple .....	19
2.1.2. Sistema radial con anillo primario ....	27
2.1.3. Sistema radial con secundario "banqueados" .....	29
2.1.4. Sistema radial con selección primaria.	34
2.1.5. Sistema radial con selección secundaria.	36
2.2. ALTA TENSION .....	39
2.2.1. Sistema trifásico DELTA 2400 voltios ..	41

2.2.2.	Sistema trifásico 4 conductores 4160Y/ 2400 voltios .....	41
2.2.3.	Sistema trifásico 3 conductores DELTA 4800 voltios .....	42
2.2.4.	Sistema trifásico 4 conductores 13200Y/ 7200 voltios .....	42
2.3.	BAJA TENSION .....	43
2.3.1.	Sistema monofásico 3 conductores .....	43
2.3.2.	Sistema trifásico, estrella 4 conducto res 120/208 voltios .....	44
2.3.3.	Sistema trifásico, Delta 3 conductores 240 voltios .....	44
2.3.4.	Sistema trifásico 3 conductores, Delta 480 voltios .....	45
2.3.5.	Sistema trifásico 4 conductores, 480Y/ 277 - 416Y/240 voltios .....	46
2.4.	COMENTARIO DE LOS SISTEMAS DESDE EL PUNTO DE VISTA TECNICO Y ECONOMICO .....	47
2.4.1.	Consideraciones básicas .....	48
2.4.2.	Sistema de distribución en alta tensión	50
2.4.2.1.	Futuros aumentos .....	51
2.4.2.2.	Nivel de tensión al cual la	

compañía vendedora de energía suministra esta .....	52
2.4.2.3. Capacidad de los interruptores .....	53
2.4.2.4. Niveles de tensión 4160 ó 2400 voltios .....	54
2.4.2.5. Costo del conductor y equipos .....	56
2.4.2.6. Protección contra cortocircuitos .....	56
2.4.2.7. Niveles de tensión 7600 ó 13200 voltios .....	57
CAPITULO III TENSIONES DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL ..	
3.1. CRITERIOS PARA LA SELECCION DE UNA TENSION ECONOMICA .....	65
3.1.1. Factores prácticos .....	66
3.1.2. Factores técnicos .....	68
3.1.3. Factores económicos .....	70
3.1.4. Influencias del tipo de edificio .....	73
3.2. TENSIONES NORMALIZADAS DE MOTORES .....	74
3.3. CAPACIDADES NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES ...	80
3.3.1. Transformadores monofásicos .....	81
3.3.2. Transformadores trifásicos .....	85

	Pag.
3.3.3. Subestaciones integradas .....	95
3.4. DETERMINACION DE HORAS DE TRABAJO ANUALES EN DIFERENTES INDUSTRIAS .....	102
3.5. FACTOR DE POTENCIA .....	103
3.6. TENSIONES PRIMARIAS .....	104
3.6.1. Protección y operación de un sistema de alta tensión .....	105
3.6.1.1. Costos interruptores alta tensión .....	112
3.6.2. Conductores para transportar energía en alta tensión .....	122
3.7. TENSIONES SECUNDARIAS .....	125
3.7.1. Protección y operación de tensiones secundarias .....	125
3.7.2. Conductores para transportar energía en baja tensión .....	130
3.7.3. Análisis económico para una acometida típica .....	137
3.7.4. Listado del Programa .....	141
3.7.5. Tablas para la selección económico de conductores .....	153
CAPITULO IV EJEMPLO DE APLICACION .....	179
4.1. Diagrama esquemático preliminar .....	179

	Pág.
4.2. Determinación de cargas .....	181
4.2.1. Determinación de la capacidad del transformador de poder .....	182
4.3. Transformadores monofásicos .....	185
4.4. Transformadores trifásicos .....	188
4.5. Selección entre transformadores monofásicos y trifásicos .....	194
4.6. Selección del tipo de distribución .....	198
4.6.1. Sistemas aéreos .....	199
4.6.2. Sistemas subterráneos .....	200
4.7. Diagrama de distribución seleccionado .....	202
4.7.1. Descripción del sistema de distribución seleccionada .....	203
4.8. Selección del nivel de tensión de distribución (alta tensión) .....	205
4.8.1. Parámetros para la determinación de subestación utilitarias .....	206
4.8.2. Análisis de costos de transformadores para subestaciones utilitarias .....	210
4.8.3. Análisis de costos de conductores .....	211
4.9. Análisis del nivel de tensión a utilizarse en las subestaciones utilitarias .....	218

	Pág.
4.9.1. Selección de los tipos de arranques para motores de más de 600 HP .....	219
4.9.2. Determinación del nivel de tensión a seleccionar en la subestación utilitaria "A" .....	227
4.9.3. Determinación del nivel de tensión a seleccionar en la subestación utilitaria B, C y D .....	229
4.9.4. Costo de conductor y ductos portadores de conductores .....	232
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	243
BIBLIOGRAFIA .....	244

CAPITULO I

ANALISIS Y SELECCION ECONOMICA DE TENSIONES  
EN PROYECTOS INDUSTRIALES

I. INTRODUCCION: JUSTIFICACION; ASPECTOS ECONOMICOS

1.1. EXISTENCIA DE UNA GRAN VARIEDAD DE SISTEMAS

1.1.1 Métodos para la distribución de energía.

1.1.2 Métodos para la utilización de energía eléctrica.

1.2. ASPECTOS ECONOMICOS

1.2.1. Costos Iniciales

1.2.2. Expansión

1.2.3. Seguridad

1.2.4. Mantenimiento

### 1.1. EXISTENCIA DE UNA GRAN VARIEDAD DE SISTEMAS

El motivo de este estudio, es el llegar a una solución a los problemas que actualmente se presentan al realizar el diseño de un sistema eléctrico de una determinada industria o planta.

El principal y más grande problema con que se enfrenta el diseño, es sin duda el económico, el cual tiene su origen en los propietarios que se proponen construir nuevas industrias.

Es el ánimo del autor tratar en lo posible de equilibrar el gran desbalance motivado entre los aspectos económicos y técnicos, con que se enfrentará el diseñador, cuando una vez hecho algún diseño, se vea en la posibilidad de tener que realizar cambios o modificaciones que, quizás no sean de su criterio, para poder satisfacer el requerimiento del propietario.

Luego de hacer un estudio preliminar de los sistemas empleados se podrá apreciar una gran variedad de los mismos, es por esto también, que creemos que ejecutan-

do el presente trabajo, se puede poner orden y realizar trabajos más normalizados.

A continuación, se dará a manera de información una lista de tensiones más utilizadas en nuestro medio.

Baja Tensión (hasta 600 voltios), sistemas trifásicos

1. 120/208 V. conexión estrella
2. 120/240 V. conexión delta
3. 220/380 V. conexión estrella
4. 254/440 V. conexión estrella
5. 277/480 V. conexión estrella
6. 240/480 V. conexión delta

De las tensiones anteriores, por la experiencia y práctica común en nuestro medio daremos énfasis a las tensiones de 240 y 480 voltios.

Alta tensión (desde 600 voltios en adelante)

De igual forma detallaremos el listado de tensiones más utilizadas:

1. 2400 voltios delta

2. 2400/4160 V. estrella
3. 4160/7200 V. estrella
4. 7620/13200 V. estrella
5. 13800 delta
6. 7960/13800 V. estrella,

otros niveles de tensión a los aquí existen en el país, pero debemos indicar, que dichos niveles se utilizan en pequeña escala y se lo está cambiando a fin de normalizarlos; nos referimos específicamente a los niveles que encontramos en distribución de ciertas empresas generadoras en las ciudades de Quito y Cuenca, que utilizan tensiones de 6000 voltios, 22000 voltios y 34500 voltios conexión estrella.

Debemos indicar que, las tensiones de 22 KV y 34.5 KV, se utilizan en sistemas de empresas generadoras.

De lo anterior podremos seleccionar sin temor a incurrir en algún error que las tensiones para distribuir energía eléctrica más comunes son las siguientes:

Las denominadas como clase 5000 voltios (5KV): 2400/4160 estrella y,

Las denominadas como clase 15000 voltios (15KV): 7620/13200 estrella.

Las tensiones seleccionadas como se puede observar, comprenden a las demás, y es por ese motivo que se podrá circunscribir el presente estudio a esos niveles de tensión.

#### 1.1.1. Métodos para la distribución de energía eléctrica.

Existen básicamente los siguientes métodos, los cuales se aplican ampliamente en la distribución de energía en plantas industriales y son:

- a. Sistema radial
- b. Sistema en anillo
- c. Sistema combinado: radial y anillo

El primero es sin lugar a dudas el más común, y es utilizada en la mayoría de los casos de una forma mecánica y sin mayor detenimiento.

El segundo tipo de distribución, se podrá casi confirmar que, por ser éste un método de distribuir la energía más costoso, es el menos utilizado, aparte por supuesto, que muchas veces no se lo aplica debido al desconocimiento de las ventajas que éste puede ofrecer.

De los métodos mencionados anteriormente vale decir que se pueden utilizar de manera combinada, provocando con esto, ventajas de tipo económico y técnico, los que serán analizados en los capítulos subsiguientes.

#### 1.1.2. Métodos para la utilización de energía eléctrica.

De igual forma que en el párrafo anterior para la utilización de la energía pueden ser empleados los sistemas radiales y de anillos, no importando a qué niveles de tensiones se lo utilicen. Aunque debemos indicar que se diseña en la gran mayoría de los casos el reparto de energía en forma radial.

El uso de los tipos de distribución y utilización de energía, dependerá básicamente, de la confiabilidad que requiera un sistema dado y será ésta decisión del diseñador, en común acuerdo con la parte interesada.

## 1.2. ASPECTOS ECONOMICOS

### 1.2.1. Costos Iniciales

En muchos casos, lo que más influye en el diseño de un sistema eléctrico, es el bajo costo inicial. Pero los sistemas ejecutados bajo esta premisa, a la larga resultan más costosos cuando es necesario hacer modificaciones una vez que las condiciones de carga no son las mismas que cuando el sistema inició sus operaciones.

Un sistema bien proyectado desde un principio, requiere pocos cambios más tarde, y esto representa un significativo ahorro.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son costosos, pero debe de tenerse en cuenta que dicho costo es aproximadamente del 2% al 8% (dependiendo del tipo), del costo total de una planta, y que el rendimiento de las diferentes maquinarias y obras civiles que significa de un 92%, dependen de una inversión realmente baja.

No sería lógico pensar que se debe olvidar la economía al diseñar un sistema de distribución. Al contrario, es importante, lo que se desea indicar es que debe considerarse el planeamiento de una planta como un todo y no considerar costos individuales.

De la práctica se desprende que cuando se realiza una ampliación, la cual es motivo del presente párrafo, los costos han crecido apreciablemente, dependiendo del tiempo que se haya demorado la adquisición de cierto equipo, que pudo haberse provisto inicialmente, disminuyendo los costos de una ampliación futura.

Con un incremento relativamente pequeño, en la inversión inicial, de ciertos componentes de un sistema, se obtendrá un significativo ahorro, cuando se requiera una ampliación de dicho sistema, tal como se apreciará en el ejemplo de aplicación.

Dentro de los elementos, podrán incrementarse inicialmente, sin peligro de que sus costos incidan de manera categórica, se pueden enumerar los siguientes:

- Transformadores, barras de distribución, conductores primarios (acometidas principales) y, ciertos interruptores.

Existe un gran número de inversionistas, los cuales tienen experiencia o se encuentran bien asesorados, y no escatiman gastos en lo que ellos saben que se beneficiarán en un futuro; en esos casos se puede llegar a niveles realmente sofisticados, dándole a un sistema una gran confiabilidad y a su vez versatilidad.

De lo anterior expuesto deberemos concluir:

- El factor económico es muchas veces determinante para la ejecución de un proyecto.
- El factor de demanda futura inside en el desarrollo de cualquier proyecto por pequeño que éste sea.

#### 1.2.2. Expansión

Siempre debe esperarse que una planta industrial crezca, aún cuando no lo haga en lo que se refiere a tamaño físico y que éste permanezca igual. La carga y la producción aumentan.

Es fácil y no cuesta mucho diseñar un sistema, que éste pueda ampliarse económicamente. Si se especifica un sistema para esta expansión se economiza mucho cuando llega el momento que incrementan la carga. Como norma general se podrá decir que es importante elaborar un

diagrama de una línea, el cual indique los diferentes detalles de la instalación inicial y otro en concordancia con el primero que nos muestre una forma o varias (con lo cual damos flexibilidad) de cómo serán los aumentos, siempre que esto pueda ser posible, partiendo de los diferentes datos recogidos por el propietario o por plantas similares.

### 1.2.3. Seguridad

El énfasis que se le dé a la seguridad, nunca es excesivo. La electricidad se emplea donde trabajan muchas personas, los letreros que indiquen "peligro", no son una garantía de que el personal les preste atención. Todo persona puede cometer errores y es lo más deseable disponer los sistemas, de modo tal que no ofrezcan peligro para nadie, no importando la categoría o conocimientos que pudieran tener.

De lo anterior pudiera desprenderse, que deberemos diseñar un sistema 100 por 100

seguro, lo cual será necesariamente costoso y aún así en un momento dado, cualquier dispositivo de seguridad, podrá fallar por sí mismo o por error humano en operación y/o mantenimiento, con lo cual deberemos concluir que lo que se busca es diseñar un sistema que tenga equilibrio desde todos los ángulos que se lo analice. Al diseñar se deberá tener presente en general los siguientes puntos:

- Utilizar sólo equipo adecuado para protección de circuitos, esto es no tratar de reemplazar un dispositivo con otro, que pudiera cumplir solo en parte de lo que se requiere.
- Diseñar los circuitos de forma tal, que nunca sea necesario trabajar en ellos cuando estén energizados.
- Todos los conductores deberán estar dentro de conductos conectados a tierra.

Existen, por supuesto, otras muchas reglas las cuales deberán observarse.

Los códigos especifican exactamente las precauciones e indicaciones que deben tomarse en consideración en cada tipo de instalación.

#### 1.2.4. Mantenimiento

La experiencia nos señala indudablemente que, mientras más difícil sea el mantenimiento de un sistema de distribución de energía eléctrica, menos será el tiempo que los ingenieros de planta dedicarán a ello, llegándose a ciertos extremos que se descarte por completo el mantenimiento preventivo y sólo se lo hace en forma correctiva, lo que está demostrado es mucho más costoso. Es por lo anterior que podemos afirmar que el mantenimiento en un sistema será función directa de su diseño e instalación y así como influye en el costo inicial y operacional de una industria.

De modo que es importante diseñar un sistema que pueda mantenerse en buenas condiciones, al más bajo costo posible ya que éste normalmente se incluye en el costo de la producción.

Al diseñar un sistema se deberá observar las siguientes recomendaciones:

- Que los componentes de un sistema sean accesibles.

Indicar que si elementos del sistema eléctrico se encuentran en una área de producción, debe considerarse espacio suficiente para que los encargados del mantenimiento puedan realizar su trabajo sin interrumpir ninguna operación.

- Diseñar sistemas flexibles.

De suerte que cuando sea necesario se pueda realizar trabajos, casi sin interrumpir la normal operación de una cierta línea de producción.

- Utilizar equipos y componentes que se presenten para las técnicas de mantenimiento modernas, tales como tapas, cubiertas removibles, etc.
  
- Equipos especiales. Al planear un diseño, en su ejecución se deberá tratar la utilización de equipos normalizados y corrientes. El uso de equipos especiales, resulta siempre costoso.

El uso de equipo normalizado reduce considerablemente de la instalación y mantenimiento.

## CAPITULO II

## II. SISTEMAS ACTUALMENTE GENERALIZADOS

### 2.1. DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS

- 2.1.1. Sistema radial simple.
- 2.1.2. Sistema radial con anillo primario.
- 2.1.3. Sistema radial con secundario "banqueados".
- 2.1.4. Sistema radial con selección primaria.
- 2.1.5. Sistema radial con selección secundaria.

### 2.2. ALTA TENSION

- 2.2.1. Sistema trifásico DELTA 2400 voltios
- 2.2.2. Sistema trifásico 4 conductores 4160Y/2400 voltios.
- 2.2.3. Sistema trifásico 3 conductores DELTA 4800 voltios.
- 2.2.4. Sistema trifásico 4 conductores 13200Y/7200 voltios.

### 2.3. BAJA TENSION

- 2.3.1. Sistema monofásico 3 conductores.
- 2.3.2. Sistema trifásico, estrella 4 conductores 120/208 voltios.

- 2.3.3. Sistema trifásico, Delta 3 conductores, 240 voltios.
- 2.3.4. Sistema trifásico 3 conductores, Delta 480 voltios.
- 2.3.5. Sistema trifásico 4 conductores, 480Y/277 - 416Y/240 voltios.

#### 2.4. COMENTARIO DE LOS SISTEMAS DESDE EL PUNTO DE VISTA TECNICO Y ECONOMICO.

- 2.4.1. Consideraciones básicas
- 2.4.2. Sistema de distribución en alta tensión
  - 2.4.2.1. Futuros aumentos.
  - 2.4.2.2. Nivel de tensión al cual la compañía vendedora de energía suministra ésta.
  - 2.4.2.3. Capacidad de los interruptores
  - 2.4.2.4. Niveles de tensión 4160 ó 2400 voltios.
  - 2.4.2.5. Costo del conductor y equipos.
  - 2.4.2.6. Protección contra cortocircuito.
  - 2.4.2.7. Niveles de tensión 7600 ó 13200 voltios.

## 11. SISTEMAS ACTUALMENTE GENERALIZADOS:

### 2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS

En la gran mayoría de los casos, la energía es suministrada a las tensiones de utilización, en estos casos de distribución es la conocida como la "radial simple" y es como se la considerará, a nivel de barra de carga.

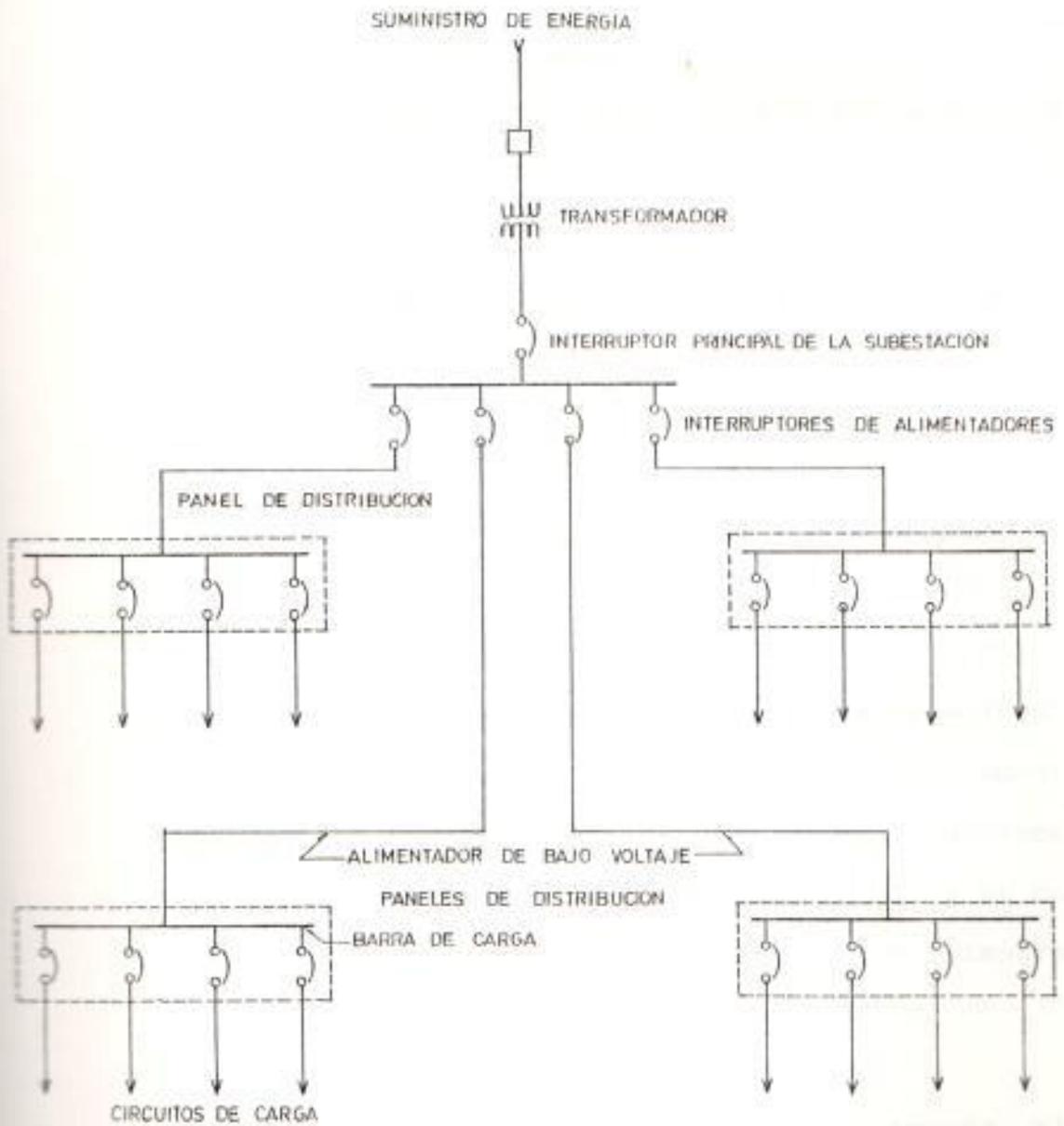
A continuación describimos éste y otros tipos de distribución utilizados comúnmente.

- Sistema radial simple.
- Sistema radial en anillo primario.
- Sistema radial con secundario "banqueados"
- Sistema radial con selección primaria.
- Sistema radial con selección secundaria.

#### 2.1.1. Sistema radial simple:

El convencional sistema radial simple recibe la energía de la fuente y utiliza un solo transformador para reducir a la tensión de utilización.

FIGURA Nº 1



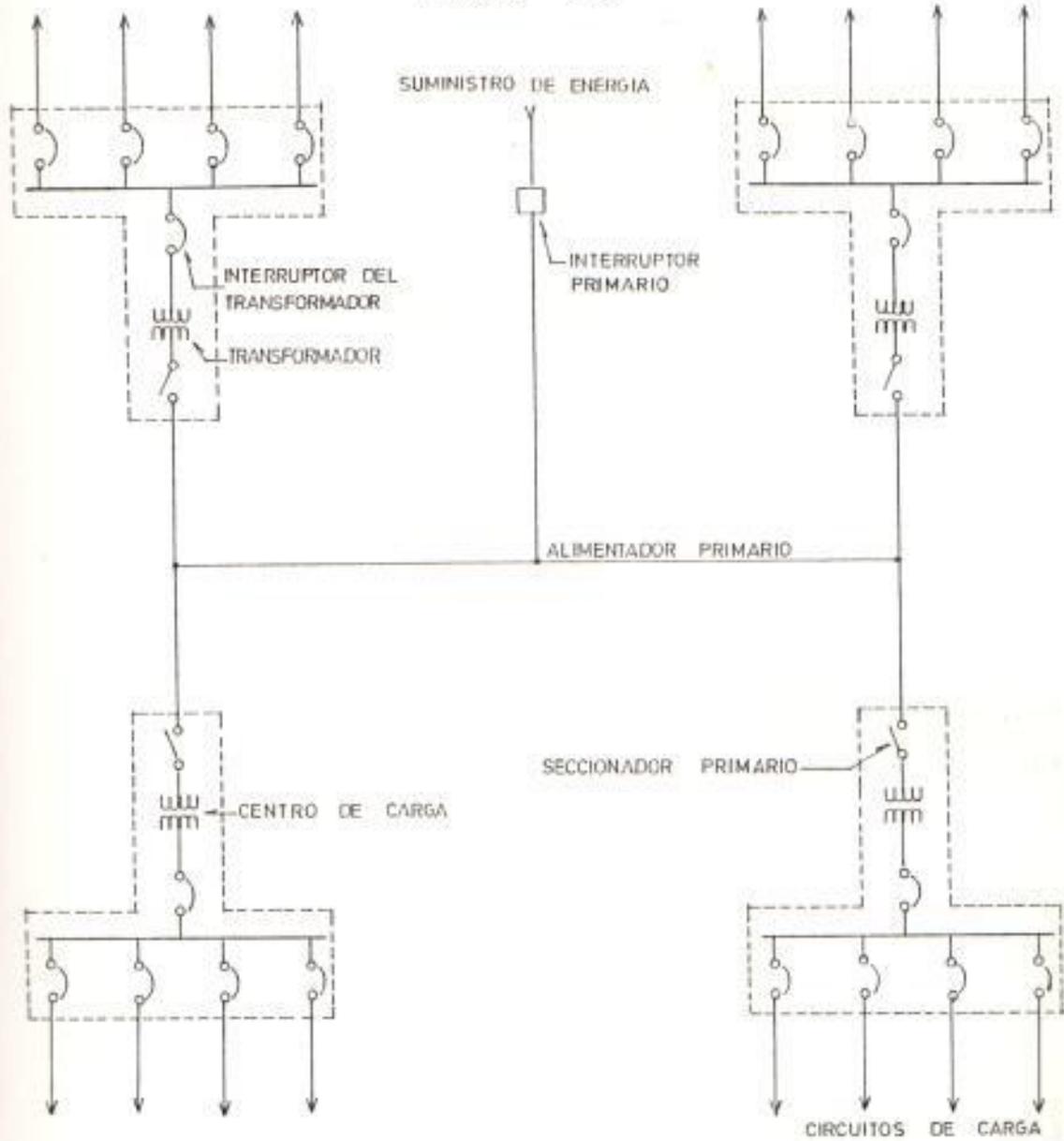
SISTEMA RADIAL SIMPLE

Los alimentadores de baja tensión van desde la barra de la subestación, hasta los diferentes centros de carga localizados, estratégicamente en la planta, así cada alimentador es conectado a la barra de la subestación a través de un interruptor, hasta un panel de distribución, tal como se aprecia en la figura No. 1.

Debido a que la carga es servida desde una sola fuente, podrá decirse que la principal ventaja del sistema radica en que se puede optimizar la capacidad del transformador a instalarse. Sin embargo, la regulación de voltaje es relativamente baja, debido al sistema en sí, y su costo es alto por el tamaño de los alimentadores y a la protección de estos.

Los costos son particularmente altos cuando los alimentadores son largos y los picos de la demanda son de más de 1.000 KVA. Una falla en la barra de la subesta

FIGURA 1A.



SISTEMA RADIAL (PRIMARIO)

ción interrumpe el servicio en todas las alimentadoras.

Una variación del sistema radial simple, es distribuir a la tensión primaria, y utilizando subestaciones, bajar la tensión a niveles de utilización, en cada centro de carga, cuya modalidad se esquematiza a continuación en la figura No. 1A.

Cada centro de carga puede ser ensamblado en fábrica, el cual consiste en un transformador sumergido en aceite o enfriado en aire, un seccionador primario y un panel de distribución de baja tensión, el cual contendrá interruptores para los diferentes circuitos de carga.

Debido a que cada transformador es localizado con una carga específica, éste tendrá la suficiente capacidad para soportar los picos de demanda, a que esté sujeto

este centro de distribución. De lo expuesto se deduce que este sistema requerirá mayor capacidad en transformadores.

Puesto que la distribución de energía a las diferentes áreas se la realiza en voltaje primario, las pérdidas serán reducidas, la regulación de voltaje es mejorada, el costo de los alimentadores es reducido sustancialmente, y en algunos casos el tiempo de interrupción.

Este sistema es derivado del radial simple tiene un costo de inversión inicial usualmente bajo, cuando es utilizado en sistemas de hasta 1.000 KVA.

Su principal desventaja es como el caso anterior, cuando existe una falla en el alimentador primario y/o en los transformadores, inicialmente se perderá el servicio, hasta que sea localizada y despejada la falla.

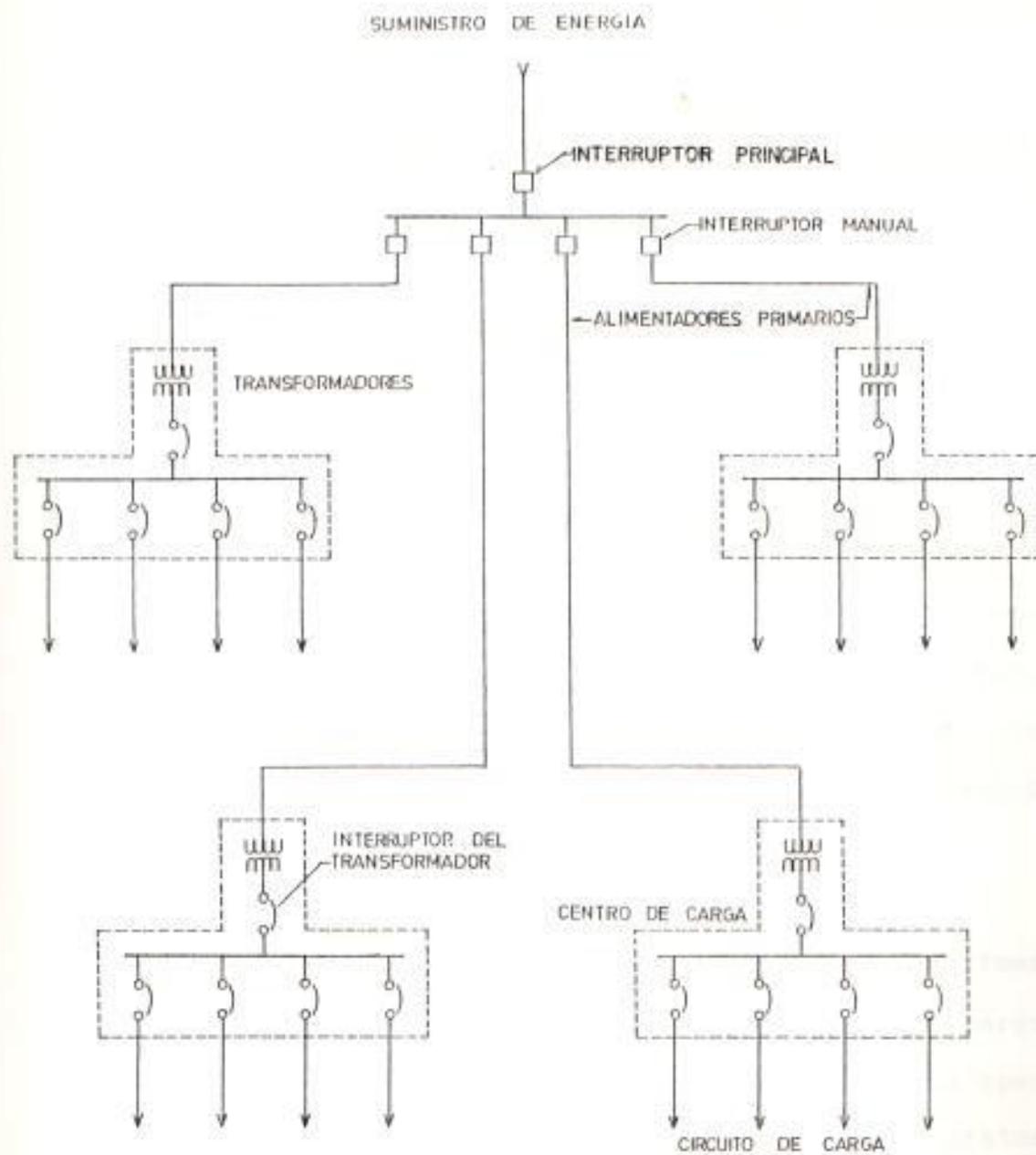
Suprimiendo el número de transformadores por alimentador y añadiendo unas alimentadoras primarias, se logra obtener mayor flexibilidad y continuidad al servicio. Esto incrementa el costo inicial del sistema, pero se minimizan las interrupciones, debido a fallas en alimentadora y transformadores.

De lo anterior se desprende el siguiente sistema que se grafica en la Figura 1B.

Indiscutiblemente el costo del sistema se incrementará notoriamente, pero éste puede ser reducido, mediante la utilización de seccionadores que no operen bajo carga, debiendo notarse que esta modificación hará el sistema menos operacional.

Esta variación del sistema radial simple, permite seccionar el circuito, en el cual ocurra la falla, sin la pérdida de energía en el sistema completo.

FIGURA 1 B.



SISTEMA RADIAL

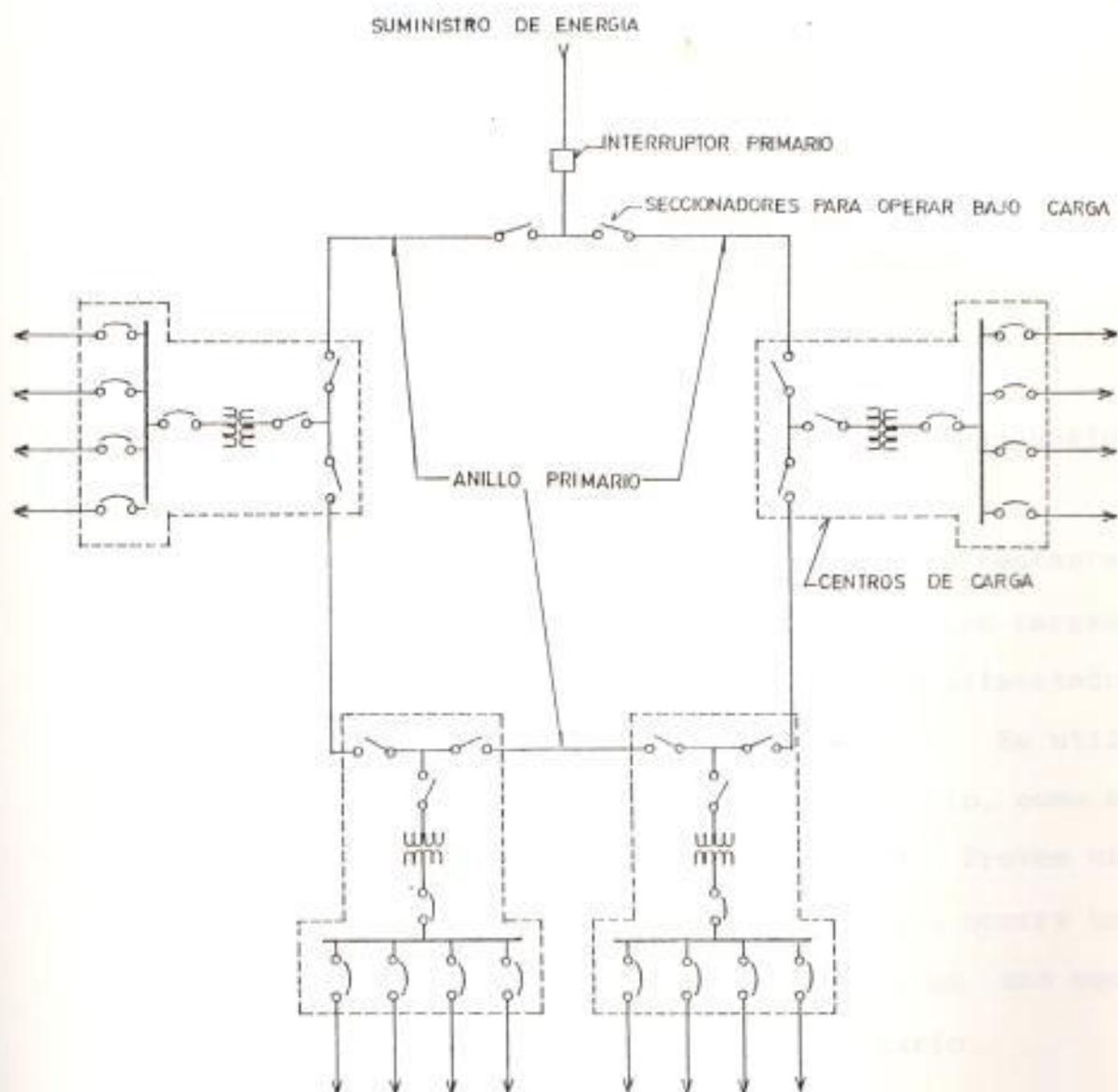
### 2.1.2. Sistema Radial en anillo primario

Este sistema es similar en principio a la última modificación del sistema radial simple, explicada anteriormente. Este provee una rápida restauración del servicio, en caso de ocurrir una falla en un segmento del alimentador primario o en uno de los transformadores de los centros de carga. Debido a la adición de los seccionadores para operar bajo carga en el punto de alimentación del sistema y de seccionadores en los puntos de toma de energía del anillo a los centros de carga.

Cuando ocurre una falla en el alimentador primario, todos los centros de carga quedan sin servicio debido a la operación del interruptor principal del sistema.

La sección del anillo, asociada con cada transformador, puede ser desconectada del

FIGURA N° 2



SISTEMA RADIAL EN ANILLO PRIMARIO

sistema y el servicio puede ser restituido en los demás centros de carga.

El costo de este sistema como se grafica en la Figura No. 2, es ligeramente superior al sistema radial descrito en la figura 1B.

### 2.1.3. Sistema Radial con Secundario "Banqueado"

Este sistema permite una rápida restauración del servicio de todas las cargas, cuando ocurre una falla en un alimentador primario o en un transformador. Es utilizado un anillo en el secundario, como se muestra en la Figura No. 3. Provee una conexión de emergencia, cuando ocurre una falla en un transformador o en una sección del anillo radial primario.

Una falla en el anillo primario o en uno de los transformadores causa la operación de interruptor principal, con la conse-

cuenta falta de servicio a todos los centros de carga. El servicio puede ser restituido abriendo los dos seccionadores y el interruptor de bajo voltaje del transformador adyacente a la falla, así despejando la falla, todas las cargas tendrá nuevamente energía, inclusive las cargas que dependían del transformador que quedó fuera de servicio, a través del anillo secundario.

El anillo secundario toma una gran importancia, debido a que provee un servicio de emergencia, hasta que se restablezca la porción que quedó fuera de uso. Así como también, ayuda a la repartición de carga, haciendo que no sea necesario que se dimensione cada transformador para cada centro de carga, permitiendo así tomar un solo rango de capacidad en transformadores, ya que como todos los transformadores están en paralelo se repartirán la carga, de acuerdo a las necesida-

des de la demanda en cada momento.

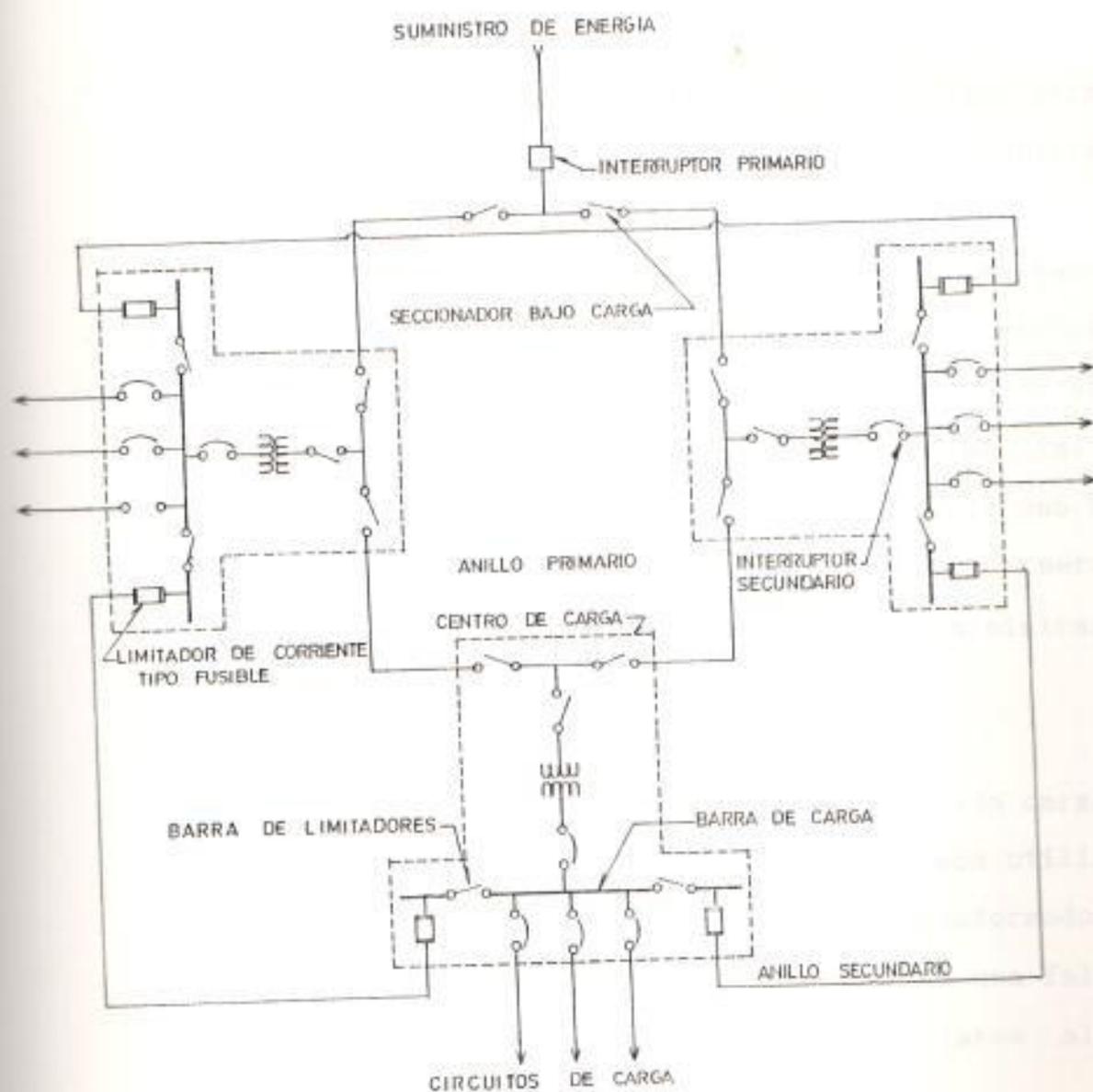
Este sistema es el que mayor se adapta para arrancar grandes motores con un sistema sencillo como el de "arranque a plena tensión", debido a que todos los transformadores aportan para la potencia de arranque, influyendo así en disminuir esto de la inversión de los equipamientos para el control y mando de los motores.

Debido a que los transformadores están en paralelo, en el caso de ocurrir una falla en los circuitos secundarios, las corrientes de fallas se convertirán en más elevadas que en los otros sistemas descritos anteriormente, provocando así la implementación de interruptores en mayor capacidad de interrupción, con el consiguiente aumento en los costos, así como el incremento en la consideración de limitadores de corriente.

Para poder tomar una decisión entre este sistema, hay que considerar otros factores (que el económico), tales como la rápida restauración del servicio en todas las cargas, gran eficiencia, alta flexibilidad y mejor regulación de voltaje, que pueden justificar el incremento en los costos.

El sistema aquí descrito se representa en la Figura No. 3.

FIGURA N°3



SISTEMA RADIAL CON SECUNDARIO "BANQUEADO"

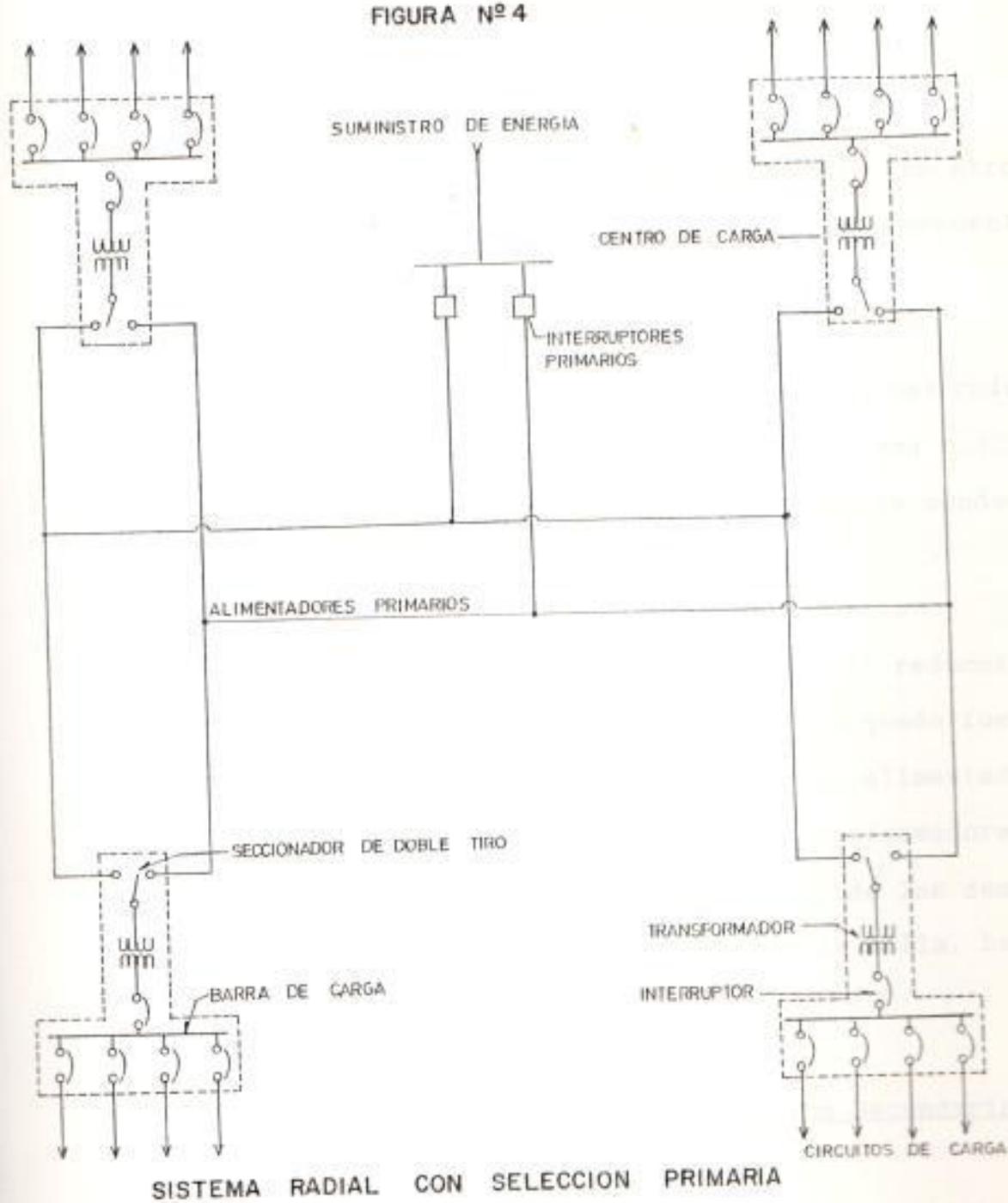
#### 2.1.4. Sistema Radial, con Selección Primaria

El sistema radial con selección primaria difiere de los sistemas anteriormente descritos, en que en este sistema utiliza para suministrar energía a cada banco de transformadores, dos alimentadores primarios según se muestra en la Figura No. 4. Es diseñado de forma tal que, cuando quede fuera de servicio uno o más alimentadores, los que sigan en servicio tendrán capacidad para suministrar la totalidad de la carga.

Seccionadores de operación bajo carga, de doble tiro o selectores, son utilizados por derivarse a cada transformador, de suerte tal que, al ocurrir una falla en un alimentador pueda conectarse al otro muy rápidamente.

Las corrientes de cortocircuito son obviamente menores que los que se

FIGURA N° 4



muestran en un sistema "banquedo" el anillo secundario y son del mismo orden que los que ocurren en los otros sistemas bosquejados en el presente análisis.

El costo del sistema radial con selección primaria es mayor que el sistema radial simple, a causa del incremento de conductor en alimentador primario.

Los beneficios derivados de la reducción en la cantidad de carga que quede fuera de servicio por falla en los alimentadores primarios o en los transformadores, más la rápida restauración de las demás cargas, no involucra en la falla, hace menos costoso el sistema.

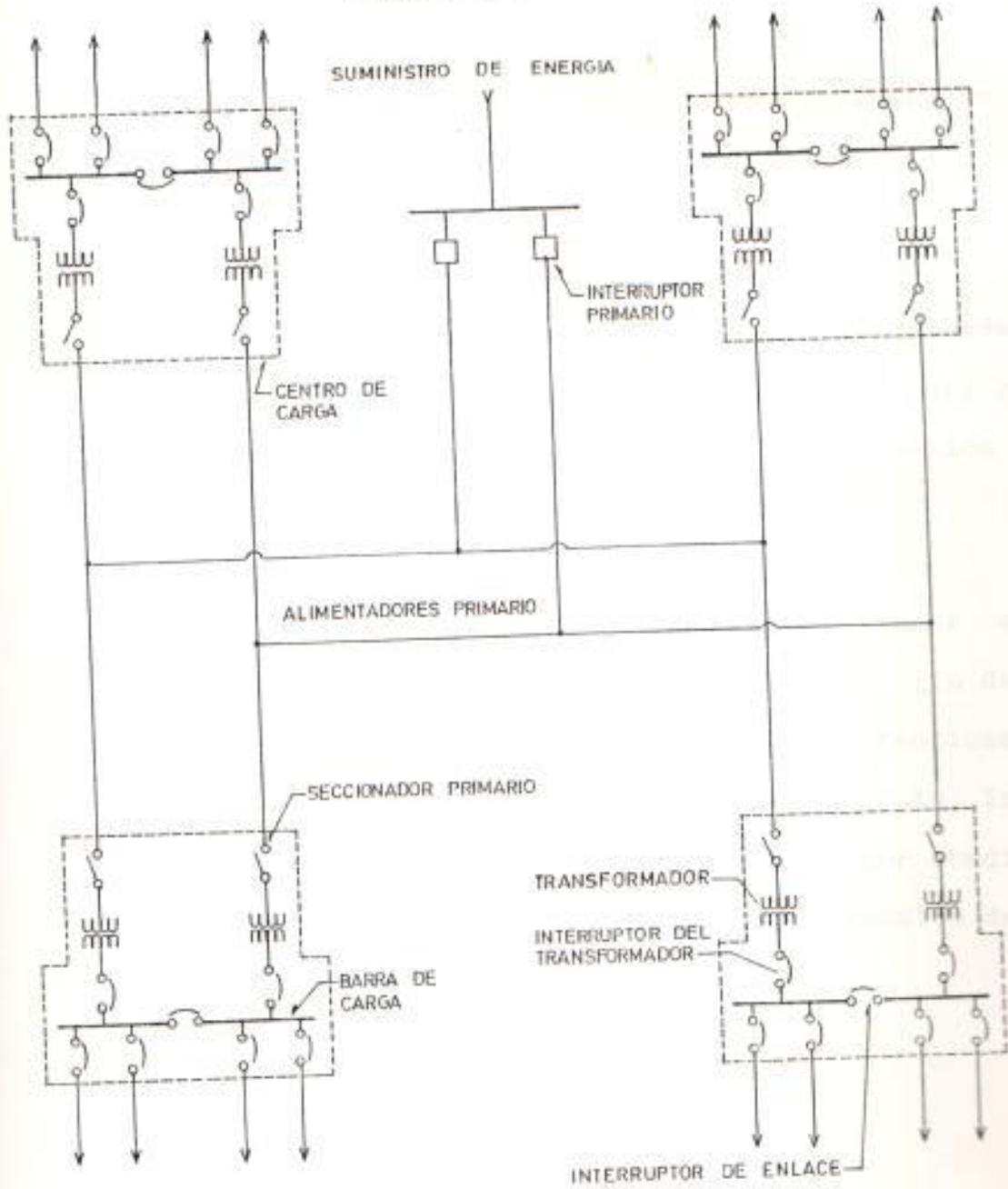
#### 2.1.5. Sistema Radial con Selección Secundaria

Este sistema usa el mismo principio de la duplicación de alimentadores tanto en el

primario como el secundario, así como duplica los transformadores para los centros de carga, estando enlazadas las barras de carga a través de interruptores para este propósito. Este es normalmente abierto. La capacidad de cada transformador, debe de ser tal que le permita su plir la totalidad de la carga del centro de distribución, éstos estarán conectados al anillo primario, tal como se describió en el sistema radial con selección primario. En general, el sistema opera como si estuviera en paralelo, el interruptor de enlace (TIE SWITCH), está enclavado, con los dos interruptores de los transformadores, y no puede ser cerrado a menos que uno de ellos se encuentre abierto. Esta imposición limita grandemente el rango de la capacidad de interrupción de estos interruptores.

El costo del sistema radial con selección

FIGURA Nº 5



SISTEMA RADIAL CON SELECCION SECUNDARIA

secundaria es usualmente mayor a los sistemas analizados anteriormente, este sistema es mostrado en la figura No.5.

## 2.2. ALTA TENSION

En el presente estudio se hace la salvedad del uso de la expresión "Alta Tensión", para confinarlo en los rangos desde 2.400 voltios hasta 15.000 voltios.

Dicho acotamiento es hecho con el fin de que no se preste a confusión el verdadero fin de este trabajo, debido a la existencia de tensiones muy superiores a las anotadas anteriormente, los que no serán tomadas en consideración por condierárseles generalmente niveles de tensión de sub-transmisión y transmisión.

**CUADRO COMPARATIVO**  
**SISTEMA DE DISTRIBUCION**  
**DE ENERGIA ELECTRICA**

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
RADIAL SIMPLE (una subestación)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimiza costos en transformación</li> <li>- Bajo costo inicial (cargas pequeñas) hasta 100 KVA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una sola fuente</li> <li>- Baja regulación y eficiencia</li> <li>- Altos costos en cargas de más de 1000 KVA.</li> </ul>
RADIAL SIMPLE (varias subestaciones)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajas pérdidas</li> <li>- Buena regulación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una sola fuente</li> <li>- Incremento en costos de transformación</li> </ul>
RADIAL SIMPLE (varias alimentadoras)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Independencia de los centros de carga</li> <li>- Bajas pérdidas, buena regulación</li> <li>- Continuidad en servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una fuente</li> <li>- Incremento en costo a nivel primario en transformación e interruptores.</li> </ul>
RADIAL ANILLO PRIMARIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gran flexibilidad</li> <li>- Bajas pérdidas</li> <li>- Costos moderados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una fuente</li> <li>- Incremento en nivel de corto circuito si se opera con el anillo cerrado</li> </ul>
RADIAL SECUNDARIO "Baqueado"	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rápida restauración de servicio</li> <li>- Eventual servicio de emergencia</li> <li>- Continuidad de servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una fuente</li> <li>- Alto de corto circuito en alta y baja tensión.</li> <li>- Costos relativamente altos en tableros de baja tensión.</li> </ul>
RADIAL SELECCION PRIMARIA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimiza costos en nivel secundario</li> <li>- Bajos niveles de corto circuito</li> <li>- Rápida restauración de servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una fuente</li> <li>- Incremento en costos a nivel primario (conductor)</li> </ul>
RADIAL SELECCION SECUNDARIA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rápida restauración de servicio</li> <li>- Flexibilidad</li> <li>- Bajo nivel de corto circuitos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de una fuente</li> <li>- Alto costo en transformación y tableros secundarios</li> </ul>

2.2.1. Sistema trifásico Delta 2,400 voltios.

Este tipo de sistema utilizado en industrias de gran área de trabajo, con cargas que podrían ser consideradas como "Intermedias", con motores, así mismo, consideradas intermedias, son conectados directamente a la red del sistema.

2.2.2. Sistema trifásico 4 conductores 4150Y/2400 voltios.

Sistema con neutro conectado a tierra. Es del más usado, desarrollado inicialmente para aplicaciones industriales.

Apreciablemente utilizado en industrias de gran carga, gran área y a su vez que tienen necesidad de motores de gran potencia.

Actualmente se ha introducido en centros comerciales de condiciones ya anotadas.

Sus ventajas aparecen en la economía del conductor, de aparatos de seccionamiento y protección.

Para aplicación en la utilización puede ser conectado directamente a motores y a través de bancos de transformación reductores para su utilización en iluminación y fuerza mediante sistemas que serán descritos más adelante.

2.2.3. Sistema Trifásico 3 conductores Delta 4.800 voltios.-

El presente sistema es otra aplicación a la industrial utilizado como sistema primario de distribución para luego en centros de carga llevarlos a niveles de tensión más bajos para su uso en iluminación y fuerza.

2.2.4. Sistema Trifásico 4 conductores 7620/13200Y voltios.

Ampliamente utilizado en modernos complejos industriales, ya sea una distribución aérea o subterránea para llegar centros de carga o utilización de gran demanda de energía.

### 2.3. BAJA TENSION

Existen a este nivel comprendido de 0 a 600 voltios, una verdadera gama de tensiones de fácil utilización. A continuación se describen:

#### 2.3.1. Sistema Monofásico 3 conductores

El sistema es ampliamente utilizado a nivel de industria artesanal, lo cual nos lleva a cargas monofásicas de alumbrado y de motores de hasta 7-1/2 Hp - 240 Voltios, así también, ampliamente utilizado en servicios residenciales y comerciales. Tensiones obtenidas mediante bancos de transformación de reducción 7620/13200Y 120/240 Voltios.

2.3.2. Sistema Trifásico, estrella 4 conductores  
120/200 voltios.

Es posiblemente el sistema que más aplicaciones tiene en nuestro medio, ya que resulta muy práctico para el aprovisionamiento de energía para iluminación y el de distribución de fuerza para cargas motrices.

2.3.3. Sistema Trifásico, Delta 3 conductores  
240 voltios.

Sistema que se utiliza para cargas trifásicas, y tiene el inconveniente de cierta restricción para el alumbrado y de no tener el neutro fijado a tierra, es generalmente utilizado para el transporte de energía a nivel de alimentador, llegando a centros de carga para su distribución.

Una variante del sistema en descripción, la cual es en ocasiones económicas, cuan-

do la carga de fuerza (motores) es grande con respecto a la carga de iluminación, es el uso de la puesta a tierra de la derivación central de una de las bobinas de un transformador el que es usado como neutro, lo que nos provee de tensiones de 120 voltios.

La principal desventaja de la variante descrita, estriba en la obtención de una tensión más grande que la tensión nominal de línea a tierra, la cual es 0,865 el voltaje de línea a línea en el caso que nos ocupa de tensiones nominales:

Voltaje Línea - Línea 240 Voltios  
 Voltaje Línea - Tierra 120 Voltios  
 Voltaje Línea - Tierra 207.6 Voltios

Esta última llamada (comunmente) línea de fuerza.

#### 2.3.4. Sistema Trifásico 3 conductores Delta 360 voltios.

Este sistema es ampliamente utilizado cuando existen cargas sustanciales de motores y si podemos llamarlos hasta este punto del presente estudio "cargas medianas". Cuando se tiene este nivel de voltaje en la industria, se tropiezan con problemas de carácter técnico y económico, en lo referente a la alimentación de la carga de iluminación y controles de motores, los problemas se solucionan con un incremento en el costo inicial, el cual es las instalaciones de estaciones de transformación de reducción de 480/240/120 Voltios.

**2.3.5. Sistema Trifásico 4 conductores 480Y/277  
416/240 voltios.**

El presente sistema de distribución cobra gran importancia desde el punto de vista económico, cuando existe una carga de iluminación fluorescente o de vapor de mercurio, la cual es aproximadamente

igual a una carga de fuerza (motores), debido al menor costo de aparatos de menor capacidad de amperaje y al uso de conductores de calibre menor.

#### 2.4. COMENTARIOS DE LOS SISTEMAS DESDE EL PUNTO DE VISTA TECNICO Y ECONOMICO.

Los sistemas bosquejados anteriormente son en realidad algunos de los más utilizados sería posible reunir en el presente estudio todos los existentes, y que éstos son derivados de los señalados, podremos concluir, que con los indicados, se harán las comparaciones de modo que se llegue a escoger entre los esquemas básicos, cuales podrán ser los más beneficiosos desde un punto de vista económico y técnico.

Es posible que, en una planta, el mejor sistema de distribución de capacidad adecuada y con todo lo necesario para garantizar su adaptabilidad y servicios sin interrupciones; éste perderá todas sus ventajas, si no tiene los mejores niveles de

tensiones para sus operaciones. Según se indicó anteriormente la larga serie de donde escoger.

Los resultados de una selección inadecuada de niveles de tensión, pueden ser y de hecho son costosos. Costo de equipo, conductores, protección y de una excesiva regulación y expansión limitada, son sólo algunos de los ejemplos de los que podríamos considerar.

En cambio, la selección de tensiones adecuadas, significa un mejor funcionamiento general, un sistema más sencillo, una operación a costos más bajos.

#### 2.4.1. Consideraciones Básicas:

Se deberán indicar como tales:

- Tamaño de la carga
- Distancia a que se transmitirá la energía a cargas presentes.
- Distancias de centros de cargas a in-

crementarse en el futuro.

Las experiencias de los gastos incurridos en fábricas o plantas, en las que no previó expansiones para por lo menos cinco años, es típico de lo que puede ocurrir cuando no se toman precaución y medidas correctivas para el futuro.

Existen plantas cuyos programas de expansión se han basado en normas actualmente obsoletas y han tenido que hacer frente al problema de sistema inadecuados y en algunos casos peligrosos.

Las corrientes en la actualidad y especialmente las de falla, sobrepasan la capacidad del sistema original, por ejemplo hace 15 años el nivel de cortocircuito a nivel de 13.200 voltios, se lo puede establecer de 3000 a 4000 amperios, en la actualidad se lo puede estimar en 10.000 a 11.400 amperios.

Las normas actuales han hecho anticuado a equipos antiguos, convirtiendo así a estos elementos de ciertos sistemas, en sistemas de alto riesgo.

El costo de renovar esa clase de instalaciones es verdaderamente alto; ya que lo que se puede rescatar para revisarlo es mínimo. Así como también, cuesta más mantener una instalación peligrosa e inadecuada, la cual puede ser causa de averías y hasta significar peligro para los empleados.

#### 2.4.2. Sistemas de Distribución en Alta Tensión

Los sistemas primarios más comunes, son según se enlistaron anteriormente: 2.400, 4160, 7600 y 13.200 voltios. El problema es determinar cual es el más adecuado para cada instalación.

En base a la carga total en KVA, el sistema más económico para cargas de hasta 10 MVA, el mejor es 13.200 V. y para cargas intermedias hay varias posibles elecciones.

Antes de empezar las comparaciones de los costos, entre los diversos voltajes, hay varios principios generales que deben tenerse en cuenta, antes de llegar a alguna decisión.

#### 2.4.2.1. Futuros Aumentos:

Aunque pueda instalarse un sistema de bajo voltaje para comenzar, el cambio subsiguiente a uno más alto, cuando la carga aumenta, puede resultar muy costoso. Si no se puede justificar de ninguna forma el alto voltaje desde el principio, entonces por lo menos deben

disponerse facilidades para poder conectar a un voltaje superior cuando se requiera.

2.4.2.2. Nivel de tensión al cual la compañía vendedora de energía suministra ésta.

El nivel al cual entrega la electricidad la empresa que suministra la energía, es frecuentemente la que determina la selección. Por ejemplo: si la distribución primaria es de 13200 V., casi nunca conviene usar transformadores para reducir ese nivel de distribución, por obvias razones.

El voltaje original puede conectarse directamente a los centros de carga en la planta, en forma de subestaciones unita-

rias o compactas, y generalmente resulta el método más económico.

Si la empresa transmite o distribuye a más de 15KV, entonces es necesario reducir el voltaje para una distribución dentro de los edificios que conforman la planta, ya que existen códigos que así lo especifican y debido a que el costo de la reducción a cualquier voltaje es casi el mismo, el voltaje de la empresa no afecta para nada el costo de la instalación en este caso específico.

#### 2.4.2.3. Capacidad de los Interruptores

Para cada nivel de tensión, el tamaño de la fuente de energía (transformador principal), es

limitado, por las capacidades nominales de los interruptores disponibles. Por eso conforme aumenta la demanda en KVA en tensiones primarias más bajas, se requiere mayor número de transformadores individuales, con capacidades más bajas, así como mayor número de barras. Todo esto complica la instalación y aumenta la congestión con la planta.

#### 2.4.2.4. Niveles de Tensión 4150 o 2400 V.

Lo más importante de estos dos niveles de tensión es que son apropiados tanto para la distribución, como para la utilización. De modo que la consideración que determinará cuál de los dos se empleará, es el

tamaño de los motores de la planta.

Los motores de 40 HP. y mayores puede conectarse directamente a 2400 V. de aquí nace la creencia de que un sistema de 2400 V., es el más económico. La experiencia ha demostrado que en una instalación, en que motores de más de 250 HP. son accionados a nivel de 4.16 KV. y los de menos, de 250 HP. a 2.4 KV., resulta la más económica.

En relación la combinación de 4.16 KV. y 2.4 KV. es casi siempre la mejor para plantas en que la carga sea de 10 MVA. o menos, sin afectar en nada el voltaje primario. Existen otros factores, los cuales

merecen ser analizados.

#### 2.4.2.5. Costo del Conductor y Equipos.

El costo del conductor y equipo, es menor por KVA. a 4.16 KV., debido a que tanto para 4.160 V., como para 2.400 V. se requiere una capacidad reglamentaria de 5 KV. La corriente más baja es un sistema de 4.16 KV. representa un ahorro efectivo en cobre. Para la misma carga en KVA., se requiere menos unidades de conductor y equipo de distribución a 4160 V., de modo que, se reduce espacio que ocupan. El equipo para 4.160 V., cuesta menos por KVA., debido a que la corriente es más baja.

#### 2.4.2.6. Protección contra Cortocircuito

El costo es menor por KVA. en los sistemas de 4.160 V. que en los 2.400 V., porque las corrientes de cortocircuito son menores. Para la necesaria protección, los interruptores de 4.160 V., tienen un régimen de interrupción más alta.

Por ejemplo: para 2.400 V., los interruptores de mayor régimen de interrupción que se consigue según información de los fabricantes mediante catálogos, es de 150 MVA., pero a 4.160 V., puede obtenerse interruptores de 250 MVA como equipo standard, por el mismo precio.

#### 2.4.2.7. Niveles de Tensión 7.500 ó 13.200 V.

La elección se hace más o menos de igual forma que entre 4160 y 2400 V., los voltajes altos generalmente se usan en las plantas muy grandes o extensas, en las cuales, los sistemas son más complicados debido a la variación en la demanda. La elección de la tensión se simplifica cuando la empresa suministradora de energía entrega ésta, a una de las tensiones señaladas, generalmente 13.200 voltios.

La consideración de mayor importancia es la expansión futura. Si una planta cuya tensión se selecciona a 7.600 V., llega a aumentar su carga considerablemente, la tensión adecuada será entonces 13.200 V. El cambio sería costoso según se detalla

a continuación:

Los interruptores resultan más económicos por KVA. a 13.200 V. que a 7.600, puesto que un interruptor a 13.200 puede soportar casi dos veces más KVA que un equipo diseñado para 7.600 V.

Lo anterior se puede expresar de otra forma:

Un interruptor a 13.200 V y 1.200 amp. puede resistir una carga de 27 MVA. Puede emplearse un interruptor a 7.600 V. y 2.000 amp., que cuesta aproximadamente un 30% más y sólo puede resistir una carga de 24 MVA.

Aún aceptado el costo adicional del conductor y de los inte-

ruptores, es necesario considerar la capacidad del equipo bajo condiciones de cortocircuito. Sucede con bastante frecuencia que, antes de que la carga en el interruptor alcance a la nominal, la corriente de cortocircuito ya es mayor que la de régimen del interruptor.

Esto se debe a que, durante la falla, los motores contribuyen a las corrientes de falla que suministran la de los transformadores o generadores. Haciendo que se incremente la capacidad de interrupción de los equipos a 13.2 KV. y 7.6 Kv. Los equipos 13.2 KV pueden generalmente resistir mejor los esfuerzos y tensiones impuestas por las condiciones de falla.

Otros elementos que componen el sistema en 7.600 o 13.200 voltios y deberán ser considerados en la selección entre 7.600 y 13.200 V., son:

- Transformadores, los cuales tienen el mismo costo por KVA no importado si es 13.2 KV o 7.6 KV.
- Los equipos blindados para 7.6 KV. cuestan más que sus similares a 13.2 KV.
- Los conductores para 7.6 KV. cuestan aproximadamente de 10% a 20% más por KVA., que a 13.2 KV.
- Las subestaciones compactas o unitarias cuestan de 12% a 30% más a 13.2 KV., aunque

el sistema resulta más económico a 13.2 KV.

### CAPITULO III

### III. TENSIONES DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL.

- 3.1. CRITERIOS PARA LA SELECCION DE UNA TENSION ECONOMICA.
  - 3.1.1. Factores prácticos.
  - 3.1.2. Factores técnicos.
  - 3.1.3. Factores económicos.
  - 3.1.4. Influencias del tipo de edificio.
- 3.2. TENSIONES NORMALIZADAS DE MOTORES
- 3.3. CAPACIDADES NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES
- 3.4. DETERMINACION DE HORAS DE TRABAJO ANUALES EN DIFERENTES INDUSTRIAS
- 3.5. FACTOR DE POTENCIA
- 3.6. TENSIONES PRIMARIAS
  - 3.6.1. Protección y operación de un sistema de alta tensión.
  - 3.6.2. Conductores para transportar energía en alta tensión.
- 3.7. TENSIONES SECUNDARIAS
  - 3.7.1. Protección y operación de tensiones secundarias.
  - 3.7.2. Conductores para transportar energía en baja tensión.

### III. TENSIONES DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL

#### 3.1. ELEMENTOS PARA LA SELECCION DE UNA TENSION ECONOMICA.

Son factores prácticos, técnicos y económicos que afectan a la selección de un nivel de tensión para diferentes tipos de plantas o industrias. Las consideraciones prácticas involucran formas de alambrado, requerimientos de códigos y normas de seguridad. Los principales factores técnicos son niveles de corrientes, caídas de voltajes, capacidad de interrupción de los equipos que conformen el sistema eléctrico de una red de distribución, así como también la funcionalidad del sistema. Los factores económicos involucran costos de instalación y de los equipos a utilizarse en el control y mando de los diferentes circuitos.

Servirán en el presente estudio para la selección de un nivel de tensión económico o en general los siguientes factores:

- Magnitud de la carga
- Proximidad de la fuente de energía, a la carga.
- Economía en la selección de voltaje.

### 3.1.1. FACTORES PRACTICOS

Los sistemas instalados a 208, 240 ó 480 voltios, son en práctica no peligrosos (para personal idóneo), haciendo notar las precauciones que habrán de tomarse cuando se opera en general en un sistema eléctrico. En particular cuando un sistema opera a 480 voltios el Código Nacional Eléctrico (N.E.C.) de los Estados Unidos, establece el uso de equipo auxiliar cuando se opera a niveles de tensión que exceden 150 voltios (línea a tierra), y que no sean mayores de 600 voltios fase-fase, para servicios de 1.000 amperios o más.

Los materiales tales como conductores y

dispositivos de protección control y mando, han sido desarrollados para operar un sistema de hasta 600 voltios, por

largo tiempo; el mantenimiento de sistemas a 480 voltios puede demandar la utilización de personal más capacitado que el que usualmente opera en sistema a 208 o 240 voltios. Cabe anotar en forma genérica que las técnicas al instalar ambos sistemas, son básicamente las mismas.

(1) Artículo 230-95 NEC.

Podremos concluir que los factores prácticos tal cual se lo ha enunciado anteriormente, inciden en forma ligera en la selección de una tensión para un sistema dado, ya que los equipos se han desarrollado para utilizarse en toda la gama de tensiones que pudieran existir desde 115 voltios hasta 600 voltios.

### 3.1.2. FACTORES TECNICOS

La principal ventaja de la utilización

de tensiones más elevadas en la disminución de la corriente, así como también la caída de voltaje en los diferentes circuitos, con la ventaja de poder utilizar conductores más pequeños y esto a su vez, trae consigo el uso de ductos o tubos con ductos más pequeños; todo lo anterior implica una reducción en los costos de una forma sustancial.

En concordancia con lo anterior, se obtienen mejores niveles de regulación, a un costo menor, en sistema a 480 voltios que en sistema que operen a 240 voltios.

Para cargas que utilicen 120 voltios en un sistema de 480 voltios no se puede obtener esta tensión sino a través de transformadores de reducción, lo cual incrementa el costo en ciertas instalaciones, pero ello se justifica ampliamente, debido a las otras ventajas que

se obtienen.

### 3.1.3. FACTORES ECONOMICOS

El nivel de voltaje afecta a los costos de instalación de varias formas. El costo de los transformadores es básicamente proporcional a su capacidad (KVA) y es afectado muy ligeramente por la selección entre las tensiones de 240 V. y 480 V., exceptuando cuando los tamaños de las unidades de transformación son limitadas a 240 V., por los tamaños prácticos, de los aparatos de protección. El uso de 480 voltios permite tamaños más grandes, con los correspondiente decrementos en el costo por KVA.

El costo de los alimentadores secundarios (Baja tensión), es aproximadamente proporcional a la capacidad en amperios. Sin embargo, en los circuitos de deriva-

ción para servicios de alumbrado o de tomacorrientes, son usualmente utilizados los mismos conductores, que sobrepasan la capacidad real de la carga, esto es los calibres 12 ó 10 AWG. Hay que mencionar que los circuitos se pueden disminuir (cuantitativamente) sustancialmente, con el uso de voltajes mayores, no queriendo éste decir, que los costos disminuyan proporcionalmente.

Los costos de los dispositivos de protección son directamente proporcionales a capacidad de los mismos, dependiendo ésta de la corriente que demande la carga. De manera que los costos serán menores, a voltajes mayores (480V.). Los costos de los aparatos de tomas de energía dependen principalmente de la cantidad y la forma que serán instalados. Con lo cual en forma general, se podría concluir que, los efectos en el costo, debido a la selección a cierto

voltaje secundario, no influye decisivamente en el costo de instalación. Motores grandes a 460 voltios (apropiados para operar en sistemas de 480 V.) son menos costosos que los utilizados en tensiones menores.

Pequeños motores trifásicos y fraccionarios, tienen aproximadamente los mismos costos, ya sea a 480 V. ó 240 V.

Los costos de luminarias fluorescentes son teóricamente los mismos, sin importar el voltaje al cual van a ser utilizados.

Los componentes para ser utilizados con lámparas incandescentes son permitidos sólo a 120 voltios (menos de 150 V., en línea a tierra) y no es económico aplicarlo directamente a circuitos de 277 voltios (en un sistema estrella a 480 voltios).

En general, los puntos tratados anteriormente son generalidades que no podrán determinar por sí solo el voltaje económico en un sistema dado, para ello se deberá hacer un estudio más profundo, los cuales son motivo del presente trabajo.

#### 3.1.4. FACTORES CONSTRUCTIVOS DE LA PLANTA

La selección de la tensión de un sistema de distribución de energía eléctrica, "debe partir", de aquel cuyo costo inicial sea el menor, sin embargo, en la práctica usualmente resulta, que la construcción de un sistema cercano al mejor no es el más económico, cuando todos los factores y sistemas son evaluados y considerados apropiadamente.

Las mejores características de los diferentes sistemas de distribución, pueden

ser evaluados en base a los requerimientos de la carga de la planta, de tal suerte de seleccionar el mejor sistema. En general, los sistemas son los puntos más importantes en el análisis de la selección de un nivel de tensión.

- Costo inicial
- Flexibilidad
- Continuidad del servicio
- Regulación de voltaje
- Eficiencia y,
- Costo de operación y mantenimiento.

Los factores enunciados anteriormente, servirán como simples elementos, para una vez considerados en forma conjunta con que expondremos más adelante, podamos formarnos criterios que nos lleven a una selección técnica y económica de un sistema dado.

### 3.2. TENSIONES NORMALIZADOS DE MOTORES

En los Estados Unidos, la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA), ha regulado para la normal operación, los porcentajes admisibles de variación de las tensiones a las cuales funcionarán los motores eléctricos (de construcción normalizada).

- Motores universales  $\pm 6\%$
- Motores de inducción  $\pm 10\%$
- Motores de corriente continua  $\pm 10\%$

Cabe anotar que en el presente estudio, se limitará a tratar tensiones alternas y siempre basadas en normas de NEMA, debido a que en nuestro medio se utilizan en forma más continuas y generalizadas, que las normas de tipo Europeo.

Se han construido motores, para que operen un sistema de un nivel de tensión mayor, que los que se expresa en sus placas, ésto es:

<u>VOLTAJE DE PLACA</u>	<u>VOLTAJE DEL SISTEMA</u> (normalizado)
115 v.	120 v.
230 v.	240 v.
460 v.	480 v.
2.300 v.	2.400 v.
4.000 v.	4.160 v.

Para los análisis que serán efectuados más adelante, se tomarán las tensiones más bajas, es decir, en las condiciones más desfavorables de operación.

Para lo cual, se calculará tales condiciones:

En un sistema de 240 voltios, la tensión mínima de operación que deberán soportar las cargas será:

$$230 \text{ v} - (230 \times 0.1) = 207 \text{ v.}, \text{ lo que puede ser}$$

expresado también:

$$[240 - (230 - (230 \times 0.1) \times 100) / 240 = 13.75\%$$

Lo que nos indica que, si se trabaja en un sistema 480 v., la caída máxima en tensión podrá ser:

$$\frac{480 - [460 - (460 \times 0.1)] \times 100}{480} = 13.75\%$$

Para el estudio económico de los conductores que se explicará má adelante, se analizará también la caída de tensión que dichos conductores causarán, los cuales deberán estar dentro de los límites indicados anteriormente.

En la figura No. 1, se representa gráficamente los límites de caída de tensión generalmente permitidos, para una óptima operación, desde la generación hasta la utilización de la energía.

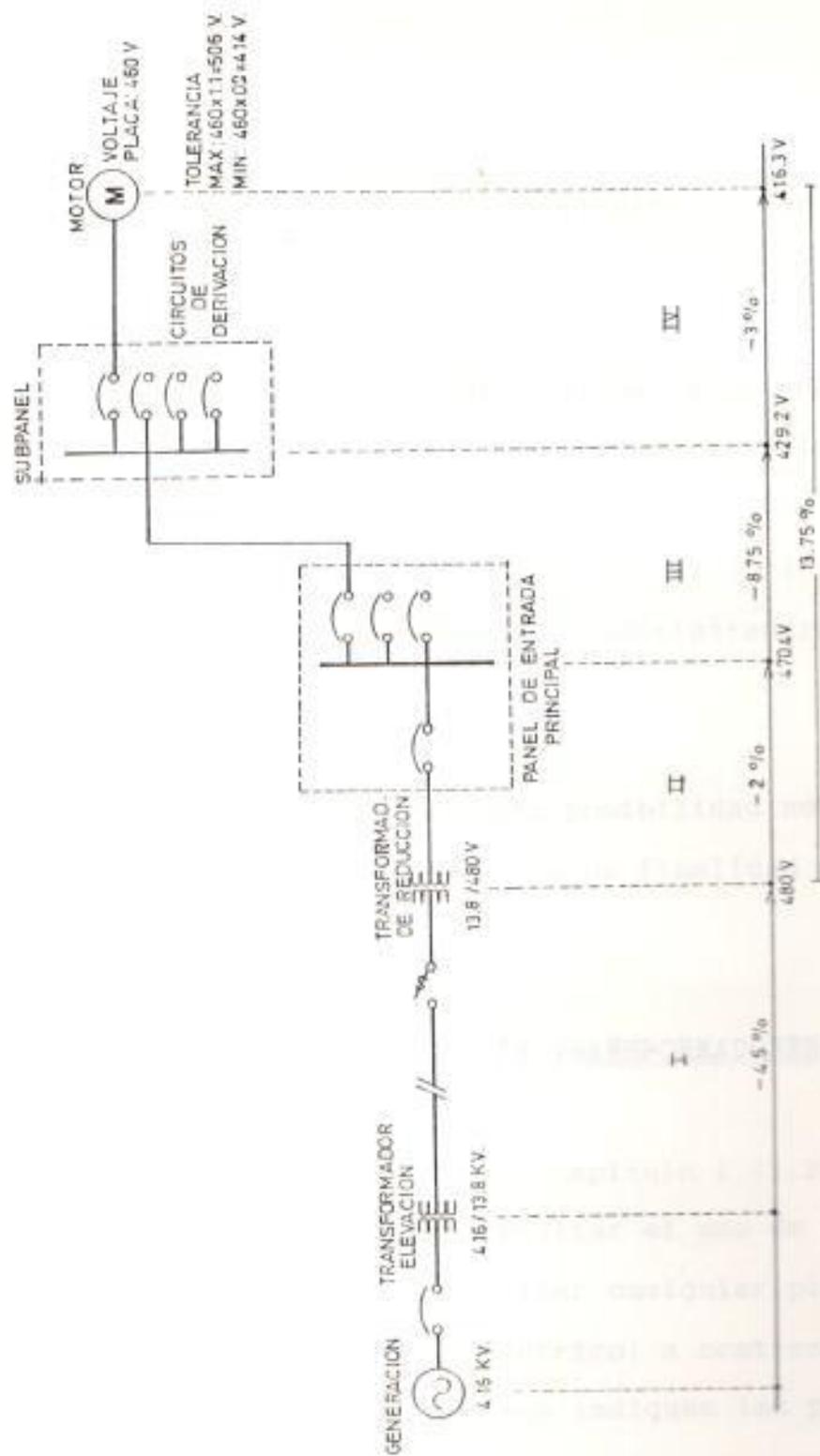
Creemos necesario explicar porqué hemos tomado los valores que se expresan en la figura No. 1, aunque ellos son por sí mismos demostrativos.

A. Desde el punto de generación hasta el transformación, hemos asumido no hay caída de vol

taje, y si esta existe, se la podrá despreciar por ser ésta muy pequeña.

- B. En (II) se asumen una caída del 2% por consideración que nos da la experiencia, esto es: En muchas ocasiones, el sistema puede trabajar en su límite térmico, y esto ocasionará una caída mayor que la de operación normal.
- C. En el siguiente punto señalado con (I), es el tramo de distribución y consideramos es una regulación, cerca de la real.
- D. En (III), se explicará de forma análoga a la anterior.  
Eventuales sobrecargas en el subalimentador por trabajos ocasionales, creando ésta caída fuera de lo normal.
- E. En el siguiente (IV), es generalmente donde los diseñadores ponen mayor cuidado, con lo que se obtiene una mejor regulación y obviamente, no existirán sobrecargas inusuales

FIGURA N°1



por cargas adicionales.

En la práctica se puede disminuir la caída de tensión de tal suerte de no trabajar en los niveles mínimos, así mismo en condiciones normales, los transformadores pueden ayudar a la regulación, puesto que usualmente están previstos de derivaciones, con los cuales podemos compensar, (dentro de ciertos límites) el nivel de tensión que entregue la compañía suministradora de energía.

Se deberá anotar que esta posibilidad no será tomada en consideración y que su finalidad es la anteriormente anotada.

### 3.3. CAPACIDADES NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES

Tal cual se mencionó en el Capítulo 1 (1.2.4.), creemos necesario hacer resaltar el uso de equipo normalizado para realizar cualquier planeamiento de un sistema eléctrico; a continuación formaremos una tabla que nos indiquen las poten-

cias normalizadas en los transformadores de uso común.

### 3.3.1. TRANSFORMADORES MONOFASICOS

Las capacidades normalizadas para transformadores monofásicos conectados en bancos trifásicos son:

- 15 KVA
- 25 KVA
- 30 KVA
- 50 KVA
- 75 KVA
- 100 KVA
- 150 KVA
- 200 KVA

Las capacidades normalizadas para transformadores trifásicos conectados en bancos trifásicos son:

TABLA III - 1

<u>BANCO COMPUESTO POR</u>	<u>EQUIVALENTE</u>
<u>3 TRANSFORMADORES MO</u>	<u>TRIFASICO</u>
<u>NOFASICOS</u>	
3 x 10 KVA	30 KVA
3 x 15 KVA	45 KVA
3 x 25 KVA	75 KVA
3 x 37.5 KVA	112.4 KVA
3 x 50 KVA	150 kVA
3 x 75 KVA	225 KVA
3 x 100 KVA	300 KVA
3 x 167 KVA	500 KVA
3 x 250 KVA	750 KVA
3 x 333 KVA	1.000 KVA
3 x 500 KVA	1.500 KVA

Los transformadores que se describen en la tabla III-1, son del tipo autoenfriados (OA) (enfriados por si solos, por el aire ambiente) sumergidos en aceite, conocidos comunmente como "convenciona-

les". Cabe anotar que los fabricantes de transformadores construyen unidades de mayor capacidad de las expresadas en la tabla anterior.

Con respecto a los transformadores descritos, si bien son utilizados ampliamente, están limitados en su aplicación; se confinan a normas de ANSI C57.12.00 (Requerimientos generales para transformadores, sumergidos en líquidos, para la utilización en distribución de energía).

Creemos hacer notar las condiciones a las cuales no deberán exponerse los transformadores encasillados en la norma ANSI C57.12.00

- Transientes desusuales provenientes de la fuente.
- Sobrecargas planeadas que no sean las determinadas por la guía de ANSI C.57.91 (que no cambien la vida útil esperada)

- Capacidad típica para una vida normal esperada (por unidad), conforme a la siguiente Tabla III-2.

TABLA III - 2

DURACION DEL PICO	PRECARGA CONTINUA EQUIVALENTE (por unidad) a 30 C		
	DE CARGA (Horas)	0.50	0.75
1	2.12	1.96	1.82
2	1.79	1.68	1.57
4	1.50	1.44	1.36
8	1.28	1.25	1.21
24	1.08	1.07	1.07

- Alimentación a motores cuyos regímenes de capacidad en caballos de fuer

za sean más grandes que la mitad del régimen del transformador (o banco de transformación).

- Ciclos de trabajos desusuales, tales como los provocados por máquinas de soldadura eléctrica, hornos de arco, motores con carga cíclicas.

Para la selección de cierto banco de transformadores, debemos observar las condiciones anotadas anteriormente.

De suerte tal que se pueda elegir no sólo por factores económicos, sino que es importante considerar las condiciones de trabajo a los cuales va a estar sometido.

De no cumplir con las condiciones antes anotadas, estaremos restando vida útil al banco de transformadores seleccionado.

### 3.3.2. TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Como alternativa para la selección de un banco de transformadores, se considerarán los transformadores tipo estación autoenfriados, con ventilación forzada y sumergidos en aceite, cuyos rangos de capacidades se exponen en la tabla III-3.

TABLA III-3

100	100
150	150
200	200
250	250
300	300
350	350
400	400
450	450
500	500
550	550
600	600
650	650
700	700
750	750
800	800
850	850
900	900
950	950
1000	1000

TABLA III-3

CAPACIDADES NORMALIZADAS EN KVA DE TRANSFORMADORES TRIFASIS-  
COS SUMERGIDOS EN ACEITE (1)

65 C	55 /65 C	65 C	55 /65 C
OA(I)	OA(I)	FA(II)	FA(II)
112,5	112,5/126	(2)	(2)
150	150/168	(2)	(2)
225	225/252	(2)	(2)
300	300/336	(2)	(2)
500	500/560	(2)	(2)
750	750/840	862	862/966
1000	1000/1120	1150	1160/966
1500	1500/1680	1725	1725/1932
2000	2000/2240	2300	2300/2576
2500	2500/2800	3125	3125/3500
3750	3750/4200	4687	4687/5250
5000	5000/5600	6250	6250/7000
7500	7500/8400	9375	9375/10500
10000	10000/11200	12500	12500/14000

(1) Esta tabla está tomada de las normas de ANSI/ IEEE y NEMA de los Estados Unidos de América.

(2) No es usual que estos transformadores sean equipados con sistema de enfriamiento auxiliar.

IOA. Enfriado por si solo por el aire ambiente.

IIFA. Enfriado por ventilación forzada, mediante ventiladores.

A continuación se compararán los costos de los costos de los transformadores monofásicos y trifásicos, de manera de poder determinar los más económicos para cada capacidad. Los valores que se detallan a continuación son referenciales para niveles de 13.2 KV tensión primaria y 480 voltios de tensión secundaria.

TABLA III-4

TRANSFORMADORES MONOFASICOS			TRANSFORMADORES TRIFASICOS		
KVA	US\$	US\$	KVA*	US\$	US\$
	COSTO	COSTO/		COSTO	COSTO/
	BANCO	KVA	55 /65 0A-55 /65 FA	BANCO	KVA **
1x37.5 (112.5)	2,334	20.75	112.5/126	8,850	70.24
1x50 (150)	2,619	17.46	150 /168	8,850	52.60
1x75 (225)	3,801	16.89	225 /252	8,850	35.12
1x100 (300)	4,341	14.47	300 /336	9,095	27.07
1x167 (500)	6,327	12.76	500 /560	10,870	19.41
1x250 (750)	8,502	11.34	750/840/966	13,875	14.76
1x333 (1000)	9,915	9.92	1000/1120/1288	14,415	11.19
1x500 (1500)	13,821	9.92	1500/1680/1952	16,325	8.45

I Ver Tabla III-3

II Considerando máxima capacidad y  
equipado para operación FA.

De la tabla anterior se puede determinar que para capacidades nominales de hasta 333 KVA, los transformadores monofásicos son más económicos que los trifásicos, y que a capacidades mayores, se puede justificar la utilización de unidades trifásicas.

De igual forma, a continuación, se compararán los costos de los transformadores monofásicos, con los transformadores trifásicos, con la variante, de que éstos últimos serán de los llamados "Tipo Seco", esto es, enfriados por aire.

TABLA III-5

TRANSFORMADORES MONOFASICOS		TRANSFORMADORES TRIFASICOS SECOS			
KVA DEL BANCO	COSTO US\$/ KVA (Ver Tabla III-3)	KVA AA/FA	US\$	COSTO US\$/ KVA(*)	DIFERENCIA EN PORCENTAJE
3x75(225)	16.89	225/299	8,970	40.00	77.62
3x100(300)	14.47	300/399	12,316	30.96	113.27
3x167(500)	12.65	500/666	16,700	25.07	98.18
3x250(750)	11.34	750/999	19,884	19.90	75.49
3x333(1000)	9.32	1000/1333	24,520	18.39	85.38
3x500(1500)	9.21	1500/1999	28,296	14.15	53.64

I Se considera máxima capacidad y equipado para operación forzada (FA). Según varios fabricantes (Westinghouse, Square D, Andina S. A., General Electric), se puede aumentar la capacidad hasta en el 133% cuando se implementa al transformador con ventilación forzada (FA). En general se desprende que los transformadores trifásicos tipo seco, bastante más costosos que bancos similares conformados por transformadores monofásicos sumergidos en aceite.

A continuación se hará la comparación de costos en transformadores trifásicos en aceite, del tipo seco y por bancos conformados por tres unidades monofásicas.

TABLA III-6

EN ACEITE 3 FASES		EN AIRE 3 FASES		1 FASE BANQUEADOS 65 OA	
SS /65 (OA)	US\$/ KVA	AA/FA	US\$/ KVA	KVA	US\$/ KVA
225/252	35.12	225/299	30.00	225	16.89
300/336	27.07	300/399	30.86	300	14.47
500/560	19.41	500/666	25.07	500	12.65
750/560	14.36	750/666	19.90	750	11.34
1000/966	11.19	1000/1333	18.71	1000	9.92
1500/1932	8.45	1500/1999	14.15	1500	9.21

De la tabla III-6, se puede observar que el uso de transformadores trifásicos en aceite, es más económico que los transformadores tipo seco, pero que el costo por KVA en bancos, conformados por unidades monofásicas es aún más económicos. Es necesario tomar en cuenta, no sólo consideraciones de orden económico, sino también los factores que podemos enumerar a continuación:

- Ubicación del banco de transformador
- Nivel de contaminación ambiental
- Costos de primas de seguros de incendio, los cuales son más elevados cuando se utilizan transformadores sumergidos en aceite, debido a que éste es combustible.

De las tablas comparativas anteriores, se tendrá que concluir que el uso de transformadores monofásicos son (por ellos mismos) los más económicos.

Debemos también considerar, como parte del costo inicial de la instalación de cuerta subestación, el valor del montaje de dichos transformadores, tanto la obra de mano adicional, como los diferentes elementos que serán requeridos correcto y adecuado funcionamiento.

Si se consideran estos gastos, es posible que las subestaciones conformados por transformadores monofásicos ya no sean los más económicos.

Es por las razones expuestas anteriormente que, en el presente estudio consideramos subestación conformados por transformadores trifásicos.

### 3.3.3. SUBESTACIONES INTEGRADAS

Aunque en nuestro medio, el uso de este tipo de subestación no es muy usual, en otros países es una de las formas en que

más se distribuye energía en una planta o centro de gran demanda.

Es difícil reconocer el uso de este tipo de subestaciones, ya que su utilización significa básicamente la distribución en alta tensión. (4.16KV ó 13.2 KV), hasta el centro donde se instala la subestación integrada, para en ella reducir tensión a nivel requerido por la carga.

Las subestaciones integradas suelen llamárselas también tipo paquete y están conformadas básicamente por tres secciones:

- Sección de recepción, operación y protección en alta tensión.
- Sección de transformación.
- Sección de distribución en baja tensión (compuesta en general de inte-

ruptores o combinaciones de fusibles desconectadores).

La subestación es suministrada por el fabricante en forma completa y todo lo que debe de hacerse para su instalación es, a grandes rasgos, conectar en un extremo los conductores de alta tensión, y por la otra los diferentes circuitos de distribución.

La práctica general antes de la utilización de subestaciones integradas, era de proveer energía desde un solo punto de la planta y desde ese distribuir a toda la planta, en ocasiones a distancias considerablemente largas, con el consecuente costo del conductor (cobre), resultaba en la gran mayoría de los casos excesivo. Así como también se requería el uso de equipo de distribución grande, el cual pudiese resistir grandes cargas e interrumpir altas

corrientes de cortocircuito que provienen del transformador de potencia de gran capacidad.

Las distancias largas en un sistema de distribución en baja tensión produce una caída de tensión en ocasiones excesivo.

En los sistemas derivados del tipo de subestación integradas, se puede ofrecer una mejor alternativa que la distribución en baja tensión, a cargas que se encuentran lejanas del centro de carga.

Con una distribución a una tensión mayor, se podrá reducir considerablemente el costo del conductor de baja tensión, así como también la caída de voltaje.

Dependiendo de la carga de una industria, es posible que, esto se ubique dentro de capacidades normalizados, es

decir, de 300 a 1.500 KVA., es necesario a menudo considerar el uso de dos o más subestaciones pequeñas, que una de gran capacidad para toda la planta. Con frecuencia algunos funcionarios que están involucrados con el diseño de una industria, prefieren que se seleccione todas las subestaciones de igual capacidad, con el fin de normalizar y por ende, bajar los costos de inversión, e incluso de mantenimiento, ya que así pueden bajar los costos de operación por obtener inventarios de repuestos más reducidos.

Dentro de las principales ventajas que se pueden mencionar de las subestaciones integradas se pueden indicar:

- Costos más bajos de instalación y mantenimiento.
- Costos más bajos en la inversión de

conductores.

- Corrientes de cortocircuito menores, y consecuentemente pueden ser interrumpidas por equipos menos costosos.
- Aunque el costo combinado de las diferentes subestaciones es mayor en un sistema de carga unitario, este incremento queda compensado por el más bajo costo de los equipos de distribución y alimentadoras más cortas.
- De lo anterior se desprende que, será posible la obtención de una mejor regulación de voltaje y, este generalmente no es más del 2%, en comparación con los sistemas convencionales, que pueden ser aproximadamente de hasta el 13% (ver figura No. 1).
- Mayor adaptabilidad, este que es factor importante en la operación de un

sistema, ya que reduce el tiempo requerido para cambiar la distribución de ciertos equipos o de incrementar nuevas cargas al sistema.

- Simplificación en la expansión de un sistema, debido a la gran facilidad de aumentar a nivel primario un nuevo alimentador, hasta un nuevo centro de carga.

- La no dependencia del tipo de transformador que se selecciona, sumergido en aceite, o del tipo seco.

La elaboración de una tabla para efecto de comparación de costos en este tipo de subestación, es complicada debido a su gran adaptabilidad que se presta a combinaciones numerosas, tanto en alta tensión como en baja tensión. Sin embargo, creemos que es una de las soluciones para una obtención de un sistema

económico.

### 3.4. DETERMINACION DE HORAS DE TRABAJO ANUALES EN DIFERENTES INDUSTRIAS.

Se considera en forma general que es prácticamente imposible la determinación exacta del número de horas al año que opera una planta; atendiendo a la capacidad instalada en transformación, se tratará de clasificar las horas de trabajo que pudiera desarrollar una industria.

- 3.4.1. Industrias de una potencia instalada de hasta 225 KVA., se podrá asumir que trabaje dos turnos de ocho horas/día, y 256 días al año en semanas de 40 horas.

#### NUMERO DE HORAS TRABAJADAS AL AÑO

$$16 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 256 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 4.096 \text{ horas/año}$$

3.4.2. Industrias de 300 KVA de capacidad instaladas o más, se deberá considerar que es usual que estas plantas trabajen 3 turnos de 8 horas al día, durante todo el año, y pararán para efectos de mantenimiento o vacaciones 25 días al año, se podrá estimar el número de horas que labora anualmente.

$$24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times \frac{(360 - 25) \text{ días}}{\text{año}} = 8.040 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

Creemos necesario el estimar el número de horas que laboran las industrias, ya que éstas nos darán las horas en las cuales existen mayores pérdidas en los conductores y así podremos establecer qué conductor deberemos utilizar para que dichas pérdidas sean menores.

### 3.5. FACTOR DE POTENCIA

Para nuestro estudio, se considerará un factor de potencia de 0.9 inductivo, el cual no se tratará de corregirlo.

A manera de información, deberemos de mencionar que cada industria necesita un estudio de factor de potencia individual, debido a que existen varias formas de obtener una corrección del factor de potencia en una industria dada. Queremos indicar con lo expresado que, las soluciones que se apliquen de una forma económica a un sistema, no lo será necesariamente para otro, debido incluso, que se pretenda conseguir con la corrección del factor de potencia.

### 3.6. TENSIONES PRIMARIAS

En nuestro medio se suministra energía a las industrias básicamente en tres niveles de tensión:

- 69.000 voltios
- 13.200 voltios
- 4.160 voltios (últimamente en desuso, debido

a que la empresa suministradora de energía la ha reducido, prácticamente eliminándola).

Los mismos que son aplicados en base a los requerimientos de potencia y ubicación geográfica de las plantas industriales.

El presente estudio se limitará al estudio y comparación de los niveles:

- 13.200 voltios
- 4.160 voltios

La razón de esa restricción es que dichos niveles son muy comunes, para la distribución de energía en una industria.

### 3.6.1. PROTECCION Y OPERACION DE UN SISTEMA DE ALTA TENSION.

Para obtener una continuidad, y a su vez, flexibilidad en un sistema, se deberá tomar en cuenta al realizar un dise-

ño, el equipo que provea estas condiciones.

Puede considerarse en este punto, muchos equipos, los cuales podrán brindar una buena protección y a su vez obtener una mediocre operacionabilidad, influyendo estos aspectos directamente en el costo del equipo que se seleccione.

A continuación se mencionarán algunos de los equipos que más comúnmente se utilizan para garantizar protección y operacionabilidad en ciertos sistemas.

- Fusibles, incorporados en seccionadores del tipo abierto, conocidos como cajas portafusibles, monofásicos de operación manual mediante pértigas aisladas.
- Limitadores de corriente, en combinación con seccionadores trifásicos de operación en grupo. Este equipo se lo puede obtener en mercado en forma

abierta o dentro de un gabinete metálico. La remoción de los limitadores se la recomienda hacerla mediante el uso de pértigas aisladas, pudiendo en algunos equipos, hacerlo manualmente.

- Interruptores automáticos, los cuales tienen mecanismos de apertura comandados mediante relés, en toda su amplia gama de estilos y de modelos.

Existen por supuesto, otros tipos de equipos, que son variantes de los expuestos anteriormente. A continuación desarrollaremos un cuadro comparativo de ventajas y desventajas de los mismos, para lo cual tomaremos en cuenta las siguientes características, para su comparación:

- **Costo:** Se considerará solo el costo intrínseco del equipo considerado.
- **Flexibilidad:** Se deberá considerar las facilidades que ofrezca cierto

equipo de adaptarse a circunstancias, tales como capacidad de soportar incrementos de carga, situaciones de operación en condiciones de emergencia, etc.

- Operabilidad: Se calificará esta característica básicamente como la que tenga el operador en manejar el equipo, con cierto grado de seguridad.
- Mantenimiento: Se tomará en cuenta los costos de operación y revisiones periódicas, así como los costos ocasionados por cortes de servicios no programados, para realizar mantenimiento correctivo.
- Capacidad de cortocircuito: Los factores que rigen esta característica la determinarán básicamente, la capacidad del sistema, el cual sirve a una determinada industria. Así como a factores limitados, propios del equipo considerado.
- Equipos auxiliares: Se entenderá que

ésta, si bien no pertenece al equipo al cual se trata de calificar, existen normas y regulaciones que hay que aplicar cuando se utiliza un determinado equipo.

Se elaborará la siguiente tabla en base a una escala relativa de 0 a 5, dando mayor puntuación según se considere mejor sea su característica, esto está basado en la experiencia del autor en el manejo de dichos equipos.

TABLA III - 7

EQUIPO	COSTO	EQUIPO AUXILIAR	FLEXIBILI DAD	OPERABI LIDAD	MANT.	C.C.	TOTAL	PROMEDIO
Fusibles	5	5	3	1	4	2	20	3,34
Limitadores								
seccionador	4	3	3	4	4	5	33	3,84
Interruptor								
automático	0	0	5	5	2	5	17	2,83

De lo anterior, se concluirá que los equipos, en general más convenientes, serán las combinaciones de limitadores de corriente con seccionadores trifásicos de operación en grupo. Y es por ello que se seleccionará este equipo para el presente estudio.

Existe un factor que no se consideró, y puede tomar gran importancia en casos especiales, y es la capacidad de conducción nominal, que lógicamente estará determinada por la carga y por normas de construcción.

Se considera que dicho factor no invalida la Tabla III-7, por no estar dentro de los límites impuestos por el presente estudio, principalmente por la extensión que tendría éste si se tomarán todas las gamas de potencia, que podrán ser consideradas.

3.6.1.1. COSTO DE INTERRUPTORES EN ALTA TENSION.

PROYECTO

Costos considerados: Interruptor, cabina metálica, uso interior 3 relés de sobrecorriente, 3 transformadores de corriente, 1 switch de control y 2 luces indicadoras de posición.

15,000 25,000

Detalle

El interruptor se instalará sobre el soporte metálico de la cabina, con los relés de sobrecorriente y los transformadores de corriente, para que estén protegidos por el mismo.

Electro Corp.

TABLA III - 8 (1)

CAPACIDAD	VOLTAJE DE OPERACION (KV)		CAPACIDAD DE INTERRUPCION (MVA)		
	4.16/250	4.16/350	7.2/500	13.8/500	13.8/750
CONTINUA					
1200 A	13,195	19,335	19,695	18,065	26,430
2000 A	18,435	25,940	23,915	23,340	35,315
3000 A		38,350	34,615	33,650	48,075

Costos de combinaciones seccionador - fusible:

Debido que es posible lograr muchas combinaciones entre el seccionador y los fusibles, se ha creido conveniente elaborar tres tablas con los costos parciales, para que estos sirvan de referencia: Seccionador trifásico, operado en grupo, baja condiciones de carga.

(1) Ref.: Boletín PL-32-220 de Westinghouse Electric Corp.

TABLA III - 9 A (2)

K V	CAPACIDAD CONTINUA	AMP. DE INTERRUP.	US\$
	CAPACIDAD INTERRUP.	ASIMETRICA	
5.0	600/600	40 KA	5,320
	1200/600	61 KA	5,595
	1200/1200	61 KA	6,550
15.0	600/600	40 KA	5,785
	1200/600	40 KA	5,920
	1200/1200	40 KA	6,550

Limitadores de corriente tipo fusible y fusible en ácido bórico juegos de 3 unidades.

TABLA III-9 B (2)

FUSIBLE	TIPO	RANGOS AMPERIOS	COSTO US\$	
			5 KV	15 KV
Limitador	CX.CXN.	100	1.095	-
		250	2.180	-
		300	3.395	-
		40	-	1.035
		60	-	1.760
		100	-	2.285
		120	-	2.970
		175/250	-	3.795
Limitador	CLE	100	1.360	-
		225	2.565	-
		450	4.055	-
		750	5.815	-
		1.100	10.630	-
		1.350	11.325	-
		50	-	2.010
		65	-	2.455
		125	-	3.360
		175	-	4.735
Fusible	RBA	200	2.010	2.660
		400	2.885	3.465
		720	5.330	6.390

(2) Ref.: Boletín FL-31-930 de Westinghouse Electric Corp.

TABLA III-9 C (2)

KV MAXIMO	CORRIENTE CONTINUA	COSTO
5.0	600	3,055
	1.200	4,145
15.0	600	4,120
	1.200	4.980

Como se podrá observar III-8 y las tablas III-9, las diferencias en costos es muy grande. A continuación desarrollaremos un pequeño ejemplo en el cual se podrá seleccionar cual equipo es el más económico, sin tomar en cuenta su flexibilidad u otros factores considerados ya en el presente capítulo.

- Se desea dar protección a una carga de 5.000 KVA.

1. Corriente nominal A) 4.16 KV.  
B) 13.2 KV.

$$I_{(A)} = \frac{\text{KVA}}{1.732 \times \text{KV}} = 693.95 \text{ Amperios}$$

$$I_{(B)} = \frac{5.000}{1.732 \times 13.2} = 218,70 \text{ Amperios}$$

## 2. Niveles de cortocircuitos.

Se asume una barra infinita a nivel de subtransmisión (69 KV.), luego la única impedancia que se deberá tomar en cuenta es la del transformador de potencia principal y esta se encuentra normalizada entre 5.5% y 8.0 %, se tomará en consideración la más baja para crear, situaciones más críticas.

$$I_{cc} = \frac{IN}{Z\% \text{ (del transformador)}} \times 100$$

A: Para 4.160 voltios

$$I_{cc} = \frac{693.95}{5.5} \times 100 = 12.617 \text{ Amp.}$$

B: Para 13.200 voltios

$$I_{cc} = 3.976$$

Capacidad en MVA = 90.9 MVA.

Las siguientes son las opciones para la selección del equipo que proteja a la carga de 5.000 KVA.

1. Interruptor automático
2. Comisión de seccionador fusible

- Comparación de costos a 4.16 KV.

I. Interruptor automático: según Tabla III-8.

Capacidad nominal 1.200 Amp. , con una capacidad de interrupción de 250 MVA

- Costo total: US\$ 13.195

II. Combinación seccionador-fusible según tabla III-8

- Seccionador: 1200/600

nominal con capacidad de interrupción de 40

KA.

Costo US\$ 5,595.00

- Fusible Acido bórico

720 Amp.

Costo US\$ 5,330.00

---

Costo total US\$10,925.00

## III. Combinación seccionador - limitador

- Seccionador 1.200/600, 40 KA.	Costo US\$ 5,595.00
- Limitador a corriente 750 Amp.	Costo US\$ 5,815.00
	Costo total US\$ <u>11,410.00</u>

## - Comparación de costos a 13.2 KV.

## I. Interruptor automático según tabla III-8

Capacidad nominal 1.200 Amp. - 500 MVA. interrupción.

Costo total US\$ 18.605,00

## II. Combinación seccionador - fusible según tabla III-9

- Seccionador 1.200/600 A, 40 KA. interruptor	Costo US\$ 5,920,00
- Fusible ácido bórico 400 A.	Costo US\$ 3,465.00
	Costo Total US\$ <u>9,384.00</u>

(Se toma el dispositivo 1.200/600 para poder comparar en igualdad de condiciones).

III. Seccionador 1.200/600 A. K.A.

interruptor	US\$ 5,920.00
- Limitador de corriente 250 A.	US\$ 3,705.00

Costo Total US\$ 9,715.00

(Se toma el dispositivo 1.200/600 para poder comparar en igualdad de condiciones).

Se podrá a continuación desarrollar un cuadro comparativo de costos para este caso particular.

TABLA III - 10

VOLTAJE	DISPOSITIVO DE PROTECCION	COSTO US\$
4.16 KV	I Interruptor automatico	13,195.00
	II Seccionador-fusible Acido bórico	10,925.00
	III Seccionador-limitador de corriente	11,410.00
13.2 KV.	I Interruptor automatico	18,605.00
	II Seccionador-fusible Acido bórico	9,385.00
	III Seccionador-limitador de corriente	9,715.00

Debido a todos los elementos considerados son técnicamente apropiados, para una adecuada protección, serán otros los factores que determinen la selección de uno u otro dispositivo entre los cuales podremos mencionar:

- Costos de operación y mantenimiento
- Forma como se requiere se operen los dispositivos:
  - Local
  - Remoto
- Capacidad de reserva para incrementos de cargas futuras.

De igual forma se deberá mencionar otros aspectos que merece tomarse en consideración.

Si se toma un promedio de costos entre los dispositivos a 4.16 KV y se compara con el promedio de los costos de los mismos dispositivos a 13.2 KV se obtendrá.

- Costo promedio a 4.16 KV: US\$ 11,843.00
- Costo promedio a 13.2 KV: US\$ 12,568.00

Se podrá observar que los dispositivos a 13.2 KV cuestan un

6,12% más que los mismos, a 4.16 KV. pero con la gran ventaja que a 13.2 KV. podremos transportar 3 veces la potencia que a 4.16 KV.

La selección de los equipos dependerá en gran parte de otras consideraciones entre las cuales se podrán anotar las siguientes:

- Apertura automática de las 3 fases por falta en una de ellas.
- Rapidez con que debe de operar el equipo.
- Facilidad de coordinar la protección con otros elementos de protección.

Todos estos elementos de juicio, deberán ser evaluados para cada caso particular, para poder llegar a una óptima selección tanto en lo económico como en lo técnico.

### 3.6.2. CONDUCTORES PARA TRANSPORTAR ENERGIA ELECIRICA EN ALTA TENSION.-

Se puede resumir básicamente a tres factores que regulan el uso de conductores que operan en alta ten-

sión.

- Costo
- Regulaciones de Seguridad
- Confiabilidad.

Debe de llegarse a puntos, en los cuales puedan coincidir los factores que se indicaron anteriormente.

El método más generalizado, por su bajo costo es el transporte de energía mediante el uso de conductores de aluminio desnudo, este método, sin embargo podrá ser utilizado en casos de que el o los alimentadores debidos a esfuerzos mecánicos externos, se puedan reducir a niveles despreciable, o poco probables, con el objeto de obtener una confiabilidad en esa parte del sistema de distribución de energía bastante alta.

Deberán ser considerados otros factores tales como, contaminación, seguridad, los cuales puedan objetar en ciertos casos este método de distribución. El primero puede ocasionar interrupciones en el servicio, las cuales no son deseadas, el segundo, debe de

tomarse en cuenta, sobre todo en plantas industriales, los cuales tengan por su diseño o forma de producción, el tráfico de equipos como grúas, camiones, etc.. Ejemplo de lo anterior es posible mencionar a las industrias del cemento, las cuales tienen altos índices de contaminación y tráfico de equipo motorizado pesado, así como también edificios de altura considerables.

Existen regulaciones, las cuales se prohíbe expresamente el uso de conductores sin aislamiento, para cruzar ciertas áreas de una planta industrial.

Otro método, es el uso de conductores aislados, los cuales pueden ser instalados con grandes márgenes de seguridad. Entre los conductores aislados pueden encontrarse en el mercado una gran gama de tipo de aislamiento y en general revestimientos para estos conductores.

Los más utilizados son aquellos que se los fabrica con una malla o blindaje, la cual es conectada a tierra, con lo que se obtiene una gran seguridad en

estos tipos de conductores.

Existen en el mercado, conductores diseñados, para ser utilizados en sistemas subterráneos, sin uso de ductos para su protección con lo que se obtiene economía en ciertos sistemas de distribución.

En el presente estudio se tomará en cuenta sólo éste último tipo de conductor, debido a que su utilización está grandemente generalizada, y es una forma de distribución, que está en general más protegida contra disturbios mecánicos externos brindándonos niveles de confiabilidad y seguridad más altos, que son el uso de conductores desnudos, los cuales podrán ser menos costosos, pero con las desventajas ya anotadas.

### 3.7. TENSIONES SECUNDARIAS

#### 3.7.1. Protección y operación de un sistema de baja tensión.

Según se describió en capítulos anteriores, en

los diferentes tipos de distribución de energía se puede comprender fácilmente, que la utilización de centros de control y/o protección, es el método más funcional y operacional que se puede ofrecer, en un sistema de distribución de energía eléctrica.

Estos centros de control se obtienen de una manera nacionalizada mediante el uso de interruptores automáticos en caja moldeada, estos se lo puede encontrar en mercado con las características de operación termomagnética y magnéticos.

Los primeros nos ofrecen una protección adicional para condiciones de sobrecargas y los otros reaccionan solamente con las altas corrientes de corto circuito.

Existen también para conseguir una excelente protección los fusibles con su principal característica, la cual es su gran capacidad de interrupción de potencias de corto circuito. Cabe indicar que en los interruptores termomagnéticos, los cuales tienen una pequeña o baja ca

pacidad de interrupción se pueden combinar con ciertos tipos de limitadores de corriente, obteniendo así el grado de seguridad que se pueda requerir.

Es posible la construcción de centros de control o protección mediante la utilización de combinaciones de seccionadores con fusibles. Sin embargo en el presente estudio se prefiere el uso de interruptores automáticos en caja moldeada por los motivos que se expondrán a continuación:

- Facilidad en la construcción de centros de carga no normalizados (se entiende como no normalizados aquellos construidos en fábricas o talleres ampliamente difundidos en nuestro medio). Obteniéndose en estos grados de seguridad aceptables, pero siempre menores a los centros de control construidos en líneas de montaje en serie y normalizadas.

- Los accesorios que ofrecen los fabricantes para la operación de un centro de distribución los cuales se podrán anotar algunos de ellos:
  - Operación remota
  - Disparo por alto y/o bajo voltaje
  - Contactos auxiliares (para señalización o obtención de enclavamientos).
  
- La limitación que se mencionó anteriormente con referencia a la capacidad de interrupción, se la puede eliminar ya que se pueden obtener interruptores automáticos con capacidades de interrupción que sobrepasan los niveles de cortocircuitos que pueden darse en algunos sistemas.
  
- El impedimento, de que ocurra, en un sistema trifásico, la operación con 2 fases (monofaseo), lo cual es sumamente perjudicial en cualquier sistema.

Entre las principales desventajas que se podran encontrar en los interruptores automaticos son:

- Costo
- Desconfianza en la operación automática
- Velocidad de apertura

Es la creencia del autor que tales desventajas pueden refutarse con los razonamientos que se enuncian a continuación:

- El costo inicial del interruptor puede ser compensado, considerando su bajo costo y en ocasiones ningun costo en el mantenimiento y operación del mismo.
- El principal punto de defensa de los detractores de los interruptores automaticos es que se piensa que no existe la certeza que, luego de una operación del interruptor, debido a una condición de cortocircuito, este, se encuentra en capacidad de operar en igual forma para una situación similar; para

lo cual se puede opinar las técnicas que se emplean en la fabricación de interruptores se da un alto grado de confiabilidad y confianza en este dispositivo de protección.

- Con respecto a la velocidad de apertura se puede afirmar, que en la actualidad se manufacturan interruptores capaces de operar en un tiempo máximo de 3 ciclos/seg., lo cual es satisfactorio en la gran mayoría de operaciones, y si es que se prevén corrientes de cortocircuito altas, que puedan afectar a los equipos, a los cuales los interruptores protegen, es factible la utilización de limitadores de corriente en combinación con interruptores automáticos, aunque se debe señalar que esta posibilidad ocurre muy esporádicamente, en nuestro medio.

### 3.7.2. CONDUCTORES PARA TRANSPORTAR ENERGIA EN BAJA TENSION.-

En nuestro medio existen prácticamente todos

los sistemas, partiendo de observaciones se ha determinado la necesidad de restringir nuestro estudio a las siguientes tensiones:

- 120/208 voltios conexión estrella 4 conductores
- 120/240 voltios conexión Delta 4 conductores
- 240/480 voltios conexión Delta 4 conductores

Se podrá generalizar los sistemas de baja tensión a 240 voltios y 480 voltios, independiente del tipo de conexión, ya que serán consideradas sistemas trifásicos de cuatro conductores.

Existen en el mercado mundial una amplia gama de tipos de conductores. Es conocido el uso del cobre y del aluminio como elementos utilizados para la fabricación de conductores tanto en baja como en alta tensión.

La comparación entre ellos puede ser práctica-

mente irreconciliable debido a la multiplicidad de características de ellos.

Los factores que influyen en su elección pueden resumirse básicamente a:

- Conductividad
- Costo
- Peso por unidad de longitud

A continuación se seleccionará uno de ellos tomando en cuenta los factores mencionados.

- **Conductividad.**- Como es conocido, el cobre es uno de los mejores conductores que se conocen, siendo preferido por su gran capacidad de sobrecargas térmicas y mecánicas, aunque es posible compensar esta cualidad de los conductores de cobre, sobredimensionando los conductores de aluminio, con lo cual se podrá llegar a ciertos límites prácticos; como consecuencia de esto habrá que aumentar la sección de conducto, que contener a estos

conductores con lo que tendrá que tomar en cuenta los incrementos en el costo de los ductos.

- **Costos.-** El conductor de aluminio, es definitivamente menos costoso, que un equivalente de cobre, y es por eso que es preferido en algunas instalaciones.

- **Peso por unidad de longitud.-** La utilización de conductores de cobre en instalaciones que demanden gran capacidad de conducción y que esta sea del tipo aérea, el conductor de aluminio aventaja grandemente al de cobre.

Luego de emitir estos comentarios, es el criterio del autor la utilización de conductores de cobre, por las razones que se expondran a continuación:

- Su capacidad de conducción es superior tanto en condiciones normales, como en eventual-

dades, tales como cortocircuitos y sobrecargas temporales, con lo que se obtendrá mayor confiabilidad.

- Los accesorios utilizados para la conexión entre conductores, conductor y dispositivos de operación tienen un coeficiente de dilatación térmica diferente al del conductor de aluminio, ocasionando esto puntos de probables fallas o interrupciones no deseadas, provocadas por incrementos de temperaturas, ocasionando que elementos de protección puedan operar en falso.
- Debido a sus características químicas, el conductor de aluminio se oxida con gran facilidad, creándose en su superficie una capa de óxido de aluminio, el cual baja aún más la conductividad del aluminio, teniendo por este motivo la necesidad de utilizar elementos químicos antioxidantes.
- Resistencia mecánica. El aluminio en la forma que se lo utiliza para la fabricación de conductores es básicamente una aleación; sin ser este un agravante, el conductor de

aluminio es muy quebradizo y alcanza la "fatiga mecánica" en límites realmente bajos.

Por los motivos expuestos en el presente estudio se excluirá el aluminio como conductor utilizable.

- Aislamientos.

Existe una amplia gama entre los sintéticos y naturales lamentablemente, en nuestro medio solo se podrá escoger entre los conocidos como TW; TTU y THW.

Estos aislamientos, son válidos y reconocidos para su utilización en ambientes secos, húmedos y directamente enterrados (TTU).

El aislamiento baja la capacidad de conducción, pero es posible la compensación de dicho decremento, mediante la utilización de otros tipos de aislamientos que pueden encontrarse en algu-

nos conductores, esto incidirá definitivamente en el costo inicial de la instalación.

Hasta esta parte del presente trabajo, se han presentado enunciados genéricos, a continuación se desarrollarán tablas en forma conjunta con un ejemplo de aplicación, las cuales ayudarán a la determinación de los elementos más significativos que constituyen un sistema, estos resultados se podrán realizar una selección de una tensión económica para cierta potencia instalada.

Entre los elementos que más incidencia tendrán en el costo de un sistema eléctrico podremos resaltar:

- Transformadores
- Elementos de protección
- Ductos
- Conductores

### 3.7.3. ANALISIS ECONOMICO PARA UNA ACOMETIDA TIPICA

Se procederá a realizar un estudio genérico, para potencias desde 30 KVA hasta 2.000 KVA, comparando sus costos a dos voltajes secundarios, esto es 230 voltios y 460 voltios. El método utilizado es comparativo sobre la preselección de cuatro juegos de conductores para cada potencia normalizada de KVA con las dos tensiones ya mencionadas.

Debido a que es un cálculo repetitivo se creyó conveniente desarrollar un pequeño programa de computación, el cual se diseñó en lenguaje BASIC y en un procesador ATARI 1200-XL. Se trata de determinar que conductor es el más económico para una potencia y voltaje dado.

#### 3.7.3.1. Descomposición del programa.

A continuación se explicará como opera el programa el cual se lo designó con el nombre de CORECO

(Conductor Económico) como premisa de  
bemos de concluir, "que el conductor  
más económico será aquel en que la  
suma del costo anual derivado de su  
inversión más el costo provocado por  
sus pérdidas (KWH) anuales sea menor  
del grupo que se estudia".

El programa tiene ya en sus DATA,  
potencias, y un grupo de conductores  
preseleccionadas las cuales van a  
ser analizados, a los voltajes ya  
determinados

- a. Cuando corre el programa pide se  
lección 2 caminos:
  - a.1. Lectura y cálculo de cada  
potencia grabada y;
  - a.2. Se le indique una potencia  
específica.
- b. El programa clasifica el mínimo  
de horas, que a una potencia  
dada trabajará una industria

- c. Cálcula la corriente en el secundario (II).
- d. Se le ha asignado un valor de 35% al costo (CINV) del dinero, el cual creemos es muy conservador en los actuales momentos que vive el país.
- e. Existe una subrutina que asigna diferentes parámetros a los conductores, así como también selecciona que ducto es el adecuado para contener esa acometida. Los parámetros son:
- Calibre desde el No.8AWG hasta 1.500 MCM (C\$)
  - Resistencia la cuales corregida a la longitud considerada (30 Mts.) y la temperatura así como también esta, se convierte a su equivalente en corriente alterna (RC).
  - Costo del conductor (CC) por metro lineal.

- Area de conductores (A) y considerando el minimo de conductores por fase.
  - Capacidad de transporte de corriente de cada conductor (IC).
  - Dependiendo del área, que ocupa la acometida en cuestión, se determina el tamaño (D $\phi$ ) y el costo (CD) de ducto.
- f. En otra subrutina se calcula el costo del KW-H en base a la demanda y al minimo de horas de trabajo anuales. Tomando como base el costo de S/.7.50 el Kwh.
- g. En base a los diferentes cálculos, generada en una tabla (TV) los diferentes valores hasta que estos cambiën o sean solicitados para su impresión para un reporte escrito.

3.7.4. A continuación se da un listado del programa aquí mencionado:

#### LISTADO DEL PROGRAMA CONECO

10 REM **XXX** PROGRAMA PARA LA SELECCION ECONOMICA DE CONDUCTO  
RES **XXX**

20 REM **XXX** METODO COMPARATIVO **XXX**

30 REM **XXX** NOMBRE DEL PROGRAMA --- CONECO.BAS ---

40 REM **XXX** DATOS **XXX**

50 REM **XXX** POTENCIA(P)=KVA(DE 30 - 2000)

60 REM **XXX** VOLTAJE(V)=VOLTIOS(230-460)

70 REM **XXX** HORAS ANULARES=H

80 REM **XXX** COSTO KWH=CKWH

90 REM **XXX** COSTO INVERSION(CINV)=28,25%

100 REM **XXX** CORRIENTE CONDUCTOR=IC (AMP)

110 REM **XXX** CORRIENTE ACOMETIDA=IA (AMP)

120 REM **XXX** CORRIENTE NOMINAL TRANSF=II (AMP)

130 REM **XXX** CONDUCTOR=COND\$

140 REM **XXX** CALIBRE CONDUCTOR=C\$

150 REM **XXX** #CONDUCTORES/FASE=N

160 REM **XXX** COSTO CONDUCTOR=CCOND

170 REM **XXX** COSTO DE DUCTOS=CD

```
180 REM XXX PERDIDAS=KW
190 REM XXX COSTO POR PERDIDAS=PAKWH
200 REM XX COSTO ANUAL = CA
210 DIM P$(10),R$(3)
220 DIM C$(5),COND$(20), TC$(130),TV(4,12),L$(130),RESP
    $(3),T$(10),D$(10),TD$(130)
230 PRINT "(":PRINT "DESEA UNA POTENCIA ESPECIFICA (S-N)
    FIN":INPUT R$
240 IF R$="FIN" THEN END
250 IF R$="N" THEN GOTO 330
260 PRINT "POTENCIA= ":INPUT POT
270 READ P
280 IF POT =P THEN GOTO 340
290 FOR I=1 TO 15:READ P$:NEXT I
300 GOTO 270
310 REM XXX
320 PRINT "("
330 READ P
340 READ V,NV
350 IF P=9999 THEN 820
360 GOSUB 1300:REM LIMPIA TABLA
370 REM XXXDETERMINAR LAS HORAS DE TRABAJO ANUALESXXX
380 IF P<=225 THEN H=4096
```

```

390 IF P>225 THEN H=8040
400 REM XXXDATOS FIJOSXXX
410 CINV=35!
420 GOSUB 830:REM CALCULO DEL KWH
430 REM XXXCALCULO DE LA CORRIENTEXXX
440 II=1.25*(PX1000) / (1.732*V) : II=INT(II*100) /100
450 PRINT "("
460 PRINT "      POTENCIA : ";P; "      VOLTAJE: ";V
470 PRINT "      CORRIENTE:";II
480 READ T$
490 FOR X=1 TO NV:READ N,COND$,C$
500 LAST=X
510 IF N=9999 THEN PRINT "FIN":END
520 IF N=0 THEN 720
530 GOSUB 960:REM HALLA PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES
540 IA=N*IC:REM CALCULO DE CAPACIDAD DE LA ACOMETIDA
550 FOR L=LEN(COND$)+1 TO 20:COND$(L)=" ":NEXT L
560 FOR G=LEN(D$)+1 TO 10:D$(G)=" ":NEXT G
570 PRINT
580 CCOND=CC*IX*90:CCOND=INT (CCOND*100)/100:REM CALCULO DEL
      COSTO DEL CONDUCTOR (CCOND)
590 CTOTAL=CCOND+CD

```

```

600 REM XXXCALCULO DEL COSTO DE INVERSION ANUAL DERIVADO DEL
COND. (CINVA)XXX
610 CINVA=(CCOND+CD)X(CINV/100);CINVA=INT(CINVAX100)/100
620 KW=(IIIIII(RC/1000)/N)/1000:REM CALCULO DE PERDIDAS POR
RESISTENCIA (KW)
630 KW=INT (KWX10000)/10000
640 KWH=KWXH:KWH=INT (KWHX100) /100:REM CALCULO CONSUMO KWH
ANUAL
650 PAKWH=KWHXCKWH:PAKWH=INT(PAKWHX100)/100:REM CALCULO DE
PERDIDAS ANUALES(PAKWH)
660 CA=CINVA+PAKWH:REM COSTO ANUAL (CA)
670 PRINT "T=";T$, " ";COND$
680 PRINT "IA=";IA;" ";IC=";IC
690 PRINT "CC=";CC;" ";CA=";CA
700 GOSUB 1230:REM GUARDA DATOS EN TABLA
710 NEXT X
720 REM
730 PRINT :PRINT "DESEA LISTAR S-N,FIN";:INPUT RESP$:PRINT
740 IF R$="S" AND RESP$="N" THEN RESTORE:GOTO 230
750 IF RESP$="N" AND P=2000 THEN 800
760 IF RESP$="N" THEN 330
770 IF RESP$="FIN" THEN PRINT "(" :END
780 GOSUB 1440:REM IMPRIME RESULTADOS

```

```

790 GOSUB 1340"REM HALLA COSTO ANUAL MAS ECONOMICO
800 IF P=2000 AND V=460 THEN 820
810 GOTO 330
820 PRINT :PRINT :PRINT :PRINT "      FIN DEL ANALISIS":END
830 REM ==== CALCULO DEL COSTO KWH====
840 REM ==== DEMANDA MAX TIPICA MENSUAL (DKW)====
850 DKW=PI.9I.75
860 REM ==== CONSUMO TIPICO MES(KWM)====
870 KWM=(DKWIH)/12
880 REM ==== COSTO CONSUMO MES(CKWHM)====
890 CKWHM=KWI7.5
900 REM ==== COSTO POR DEMANDA(CDKW)====
910 CDKW=DKWI44
920 REM ==== COSTO TIPICO KWH====
930 CKWH=(CKWHM+CDKW)/KWM
940 CKWH=INT(CKWHI100)/100
950 RETURN
960 REM IXXX SUBROUTINA PARA ASIGNAR VALORES A CONDUCTORES,
      RANGO DE #8AWG AL 1500MCM IXXX
970 IF VAL (C$)=8 THEN      R=744  :CC=242.21  :A=NI.0471:
      IC=50  :GOTO 1150
980 IF VAL (C$)=6 THEN      R=466  :CC=350.5   :A=NI.0819:
      IC=65  :GOTO 1150

```

```
990 IF VAL (C$)=4 THEN      R=295   :CC=483.7   :A=NI.1087:
    IC=85   :GOTO 1150

1000 IF VAL (C$)=2 THEN      R=185   :CC=700.51   :A=NI.1473:
    IC=115  :GOTO 1150

1010 IF VAL (C$)=10 THEN     R=118   :CC=1096.17  :A=NI.2367:
    IC=150  :GOTO 1150

1020 IF VAL (C$)=20 THEN     R=95    :CC=1364.68  :A=NI.2781:
    IC=175  :GOTO 1150

1030 IF VAL (C$)=30 THEN     R=75.9  :CC=1685.42  :A=NI.3288:
    IC=200  :GOTO 1150

1040 IF VAL (C$)=40 THEN     R=60.8  :CC=2087.07  :A=NI.3904:
    IC=230  :GOTO 1150

1050 IF VAL (C$)=250 THEN    R=51.9  :CC=2865.98  :A=NI.4877:
    IC=255  :GOTO 1150

1060 IF VAL (C$)=300 THEN    R=43.7  :CC=3300.91  :A=NI.5581:
    IC=285  :GOTO 1150

1070 IF VAL (C$)=350 THEN    R=37.8  :CC=3766.8   :A=NI.6291:
    IC=310  :GOTO 1150

1080 IF VAL (C$)=400 THEN    R=33.8  :CC=4185.92  :A=NI.6969:
    IC=335  :GOTO 1150

1090 IF VAL (C$)=500 THEN    R=27.8  :CC=5088.98  :A=NI.8316:
    IC=380  :GOTO 1150
```

```
1100 IF VAL (C$)=600 THEN R=23.8 :CC=6031.27 :A=NI1.0261:
      IC=420 :GOTO 1150
1110 IF VAL (C$)=700 THEN R=20.8 :CC=7018! :A=NI1.1575:
      IC=460 :GOTO 1150
1120 IF VAL (C$)=750 THEN R=19.8 :CC=7438.79 :A=NI1.2252:
      IC=475 :GOTO 1150
1130 IF VAL (C$)=1000 THEN R=16 :CC=10002! :A=NI1.5482:
      IC=545 :GOTO 1150
1140 IF VAL (C$)=1500 THEN R=12.5 :CC=14658! :A=NI2.2748:
      IC=625
1150 RC=RI9.839999E-02:REM IIR a 60 C-1000FT/1000
1160 IF A<1.25 THEN CD=3500I98.4:D$="2X2":GOTO 1220
1170 IF A>1.25 AND A<=3.2 THEN CD=4700I98.4:D$="4X4":GOTO
      1220
1180 IF A>3.2 AND A<=7.2 THEN CD=6300I98.4:D$="6X6":GOTO
      1220
1190 IF A>7.2 AND A<=12.8 THEN CD=7800I98.4:D$="8X8":GOTO
      1220
1200 IF A>12.8 AND A<=28.8 THEN CD=12100I98.4:D$="12X12":
      GOTO 1220
1210 IF A>28.8 THEN CD=0:D$="IXIX":GOTO 1220
1220 RETURN
1230 REM IIXI GUARDA DATOS EN TABLA IIXI
```

```
1240 TC$(LAST*20-19)=COND$
1250 TD$ (LAST*10-9)=D$
1260 TV(LAST,2)=1A:TV(LAST,3)=A:TV(LAST,4)=RC:TV(LAST,5)=CD
1270 TV(LAST,6)=CCOND:TV(LAST,7)=CTOTAL:TV(LAST,8)=KW:TV
      (LAST,9)=KWH
1280 TV(LAST,10)=PAKWH:TV(LAST,11)=CINVA:TV(LAST,12)=CA
1290 RETURN
1300 REM ***** LIMPIA TABLAS *****
1310 FOR J=1 TO 4:FOR I=1 TO 9:TV(J,I)=0:NEXT I:NEXT J
1320 FOR J=1 TO 50:TC$(J,J)=" ":NEXT J
1330 RETURN
1340 REM ***** HALLA COSTO ANUAL MAS ECONOMICO *****
1350 MIN=99999999#
1360 FOR I=1 TO LAST
1370 IF TV(I,11)<MIN AND TV(I,2)> 11 THEN MIN=TV(I,11):
      COND$=TC$(I*20-19,I*20)
1380 NEXT I
1390 LPRINT
1400 LPRINT CHR$(14);CHR$(15);"CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIO
      NADO: ";COND$
1410 LPRINT CHR$(14);CHR$(15);"COSTO ANUAL: ";S/. ";MIN
1420 LPRINT :LPRINT :LPRINT
1430 RETURN
```

```

1440 REM XXXIMPRESINO DE RESULTADOSXXX
1450 LPRINT CHR$(14);CHR$(15);"                                CUADRO
      COMPARATIVO DE COSTOS"
1460 LPRINT CHR$(14);CHR$(15);"
      TABLA # ";T$
1470 LPRINT CHR$(27);"@
1480 LPRINT CHR$(14);CHR$(15);"POTENCIA: ";P;" KVA"
1490 LPRINT CHR$(14);CHR$(15); "VOLTAJE: ";V;" V."
1500 LPRINT CHR$(14);CHR$(15); "CORRIENTE: ";I;" amp."
1510 LPRINT :LPRINT "costo KWH: ";CKWH;" sucres"
1520 LPRINT "intereses considerado: ";CINV;" %"
1530 LPRINT "Horas anuales: ";H:LPRINT CHR$(27);"@
1540 LPRINT CHR$(15)
1550 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J
1560 L$(1)="CONDUCTOR ANALIZADO"
1570 FOR J=1 TO LAST:L$(J*20+30)=TC$(J*20-19,J*20):NEXT J
1580 LPRINT L$
1590 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J
1600 LPRINT L$
1610 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J
1620 L$(1)="1) tamano del ducto(pulg)"
1630 FOR J=1 TO LAST:L$(J*20+30)=TD$(J*10-9,J*10):NEXT J
1640 LPRINT L$

```

```
1650 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J
1660 FOR K=2 TO 12
1670 GOSUB 1740:REM HALLA TITULO
1680 FOR J=1 TO LAST:L$(J*20+30)=STR$(TV(J,K)):NEXT J
1690 LPRINT L$
1700 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J
1710 NEXT K
1720 LPRINT CHR$(27);"@ "
1730 RETURN
1740 REM III HALLA TITULO DE LA LINEA DE IMPRESION III
1750 L$=" "
1760 IF K=2 THEN L$(1)="2) Corriente de acometida (amp)":
      GOTO 1900
1770 IF K=3 THEN L$(1)="3) Area de acometida (Pulg./cuadr.)
      ":GOTO 1900
1780 IF K=4 THEN L$(1)="4) Resistencia ohms X10-3":GOTO 1900
1790 IF K=5 THEN L$(1)="5) Costo ducto ":GOTO 1900
1800 IF K=6 THEN L$(1)="6) Costo conductor ":GOTO 1900
1810 IF K=7 THEN L$(1)="7) Costo total acometida":GOTO 1900
1820 IF K=8 THEN L$(1)="8) Perdidas en Kw ":GOTO 1900
1830 IF K=9 THEN L$(1)="9) Perdidas totales Kw-h anual":
      GOTO 1900
```

```
1840 IF K=10 THEN L$(1)="10) Costo perdidas anuales (A)":  
      GOTO 1900  
1850 IF K=11 THEN L$(1)="11) Costo Inversion anual (B)":  
      GOTO 1900  
1860 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J  
1870 LPRINT L$  
1880 FOR J=1 TO 130:L$(J)=" ":NEXT J  
1890 L$(1)="COSTO ANUAL (A+B)  
1900 RETURN  
3000 DATA 30,230,4,III-11,1,1/C/F#2AWG,2,1,1/C/F#4AWG,4,2,  
      2,C/F#6AWG,6,2,2/F#8AWG,8  
3010 DATA 45,230,4,III-12,1,1/C/F#1/0AWG,10,2,2/C/F#4AWG,4,  
      2,2/C/F#6AWG,6,3,3/C/F#8AWG,8  
3020 DATA 75,230,4,III-13,1,1/C/F#4/0AWG,40,2,2/C/F#2AWG,2,  
      3,3/C/F#4AWG,4,4,4/C/F#6AWG,6  
3030 DATA 75,460,4,III-14,1,1/C/F#1/0AWG,10,1,1/C/F#2AWG,2,  
      2,2/C/F#6AWG,6,2,2/C/F#8AWG,8  
3040 DATA 112.5,230,4,III-15,1,1/C/F#500MCM,500,1,1/C/F#  
      400MCM,400,2,2/C/F#2/0AWG,20,3,3/C/F#2AWG,2  
3050 DATA 112.5,460,4,III-16,1,1/C/F#3/0AWG,30,1,1/C/F#  
      2/0AWG,20,2,2/C/F#4AWG,4,3,3/C/F#6AWG,6  
3060 DATA 150,230,4,III-17,1,1/C/F#750AWG,750,2,2/C/F#  
      700AWG,700,2,2/C/F#4/0AWG,40,5,5/C/F#1/0AWG,10
```

- 3070 DATA 150,460,4,III-18,1,1/C/F#4/0AWG,40,2,2/C/F#2AWG,  
2,3,3/C/F#4AWG,4,4,4/C/F#6AWG,6
- 3080 DATA 225,230,4,III-19,2,2/C/F#500MCM,500,3,3/C/F#  
4/0AWG,40,4,4/C/F/#2/0AWG,20,5,5/C/F#1/0AWG,10
- 3090 DATA 225,460,4,III-20,1,1/C/F#500,500,1,1/C/F#400MCM,  
400,2,2/C/F#2/0AWG,20,3,3/C/F#2AWG,2
- 3100 DATA 300,230,4,III-21,2,2/C/F#750MCM,750,2,2/C/F#  
700MCM,700,3,3/C/F#350MCM,350
- 3110 DATA 4,4/C/F#4/0AWG,40
- 3120 DATA 300,460,4,III-22,1,1/C/F#750MCM,750,1,1/C/F#  
700MCM,700,2,2/C/F#4/0AWG,40,3,3/C/F#1/0AWG,10
- 3130 DATA 501,230,4,III-23,3,3/C/F#1000MCM,1000,4,4/C/F#  
500MCM,500,5,5/C/F#350MCM,350
- 3140 DATA 6,6/C/F#250MCM,250
- 3150 DATA 501,460,4,III-24,2,2/C/F#500MCM,500,3,3/C/F#  
250MCM,250,4,4/C/F#3/0AWG,30,5,5/C/F#1/0AWG,10
- 3160 DATA 750,230,4,III-25,4,4/C/F#1500MCM,1500,5,5/C/F#  
750MCM,750,6,6/C/F#350MCM,500,7,7/C/F#400MCM,400
- 3170 DATA 750,460,4,III-26,2,2/C/F#1500MCM,1500,3,3/C/F#  
500MCM,500,4,4/C/F#300MCM,300,5,5/C/F#4/0AWG,40
- 3180 DATA 1000,230,4,III-27,6,6/C/F#1000MCM,1000,7,7/C/F#  
700MCM,700,8,8/C/F#500MCM,500,9,9/C/F#400MCM,400

- 3190 DATA 1000,460,4,III-28,3,3/C/F#1000MCM,1000,4,4/C/F#  
500MCM,500,5,5/C/F#350MCM,350
- 3200 DATA 6,6/C/F#250MCM,250
- 3210 DATA 1500,230,4,III-29,9,9/C/F#1000MCM,1000,10,10/C/F#  
750MCM,750,11,11/C/F#600MCM,600
- 3220 DATA 12,12//C/F#500MCM,500
- 3230 DATA 1500,460,4,III-30,4,4/C/F#1500MCM,1500,5,5/C/F#  
750,750,6,6/C/F#500MCM,500
- 3240 DATA 7,7/C/F#400MCM,400
- 3250 DATA 2000,230,4,III-31,10,10/C/F#1500MCM,1500,12,  
12/C/F#1000MCM,1000,13,13/C/F#750MCM,750,14,14/C/F#  
700MCM,700
- 3260 DATA 2000,460,4,III-32,9,9/C/F#1000MCM,1000,10,10/C/F#  
750MCM,750,11,11/C/F#600MCM,600,12,12/C/F#500MCM,500
- 3270 DATA 9999,0,0

### 3.7.5. Tablas para selección económica de conductores

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-11

POTENCIA: 30 KVA  
VOLTAJE: 230 V.  
CORRIENTE: 94.13 amp.

Costo KWH: 7.62 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#2AWG	1/C/F#4AWG	2/C/F#6AWG	2/C/F#8AWG
1) Tamano del ducto(pulg)	212	212	212	212
2) Corriente de acometida(aap)	115	85	130	100
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	0.1473	0.1087	0.1638	0.0942
4) Resistencia ohms 110-3	18.204	29.028	45.8544	73.2096
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	63045.9	43533	63090	43597.8
7) Costo total acometida	407445.9	387933	407490	387997.8
8) Perdidas en Kw	0.1612	0.2572	0.2031	0.3283
9) Total perdidas kw-h anual	660.27	1053.49	831.89	1328.33
10) Costo perdidas anuales (A)	5031.25	8027.59	6339	10121.87
11) Costo Inversion anual (B)	142606.06	135776.55	142621.5	135799.23
COSTO ANUAL (A+B)	147637.31	143804.14	148960.5	145921.1

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 2/C/F#8AWG  
COSTO ANUAL: S/. 145921.1

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-12

POTENCIA: 45 KVA  
VOLTAJE: 230 v.  
CORRIENTE: 141.2 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#1/0RMS	2/C/F#4RMS	2/C/F#6RMS	3/C/F#8RMS
1) Tamano del ducto(pulg)	282	282	282	282
2) Corriente de acometida(amp)	150	170	130	150
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	0.2367	0.2174	0.1638	0.1413
4) Resistencia ohms X10-3	11.6112	29.028	45.8544	73.2096
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	98655.3	87065	63090	65396.7
7) Costo total acometida	443055.3	431466	407490	407796.7
8) Perdidas en Kw	0.2314	0.2893	0.4571	0.4865
9) Total perdidas Kw-h anual	947.81	1184.97	1872.28	1992.7
10) Costo perdidas anuales (A)	7222.31	9029.47	14266.77	15184.37
11) Costo Inversion anual (B)	155089.35	151013.1	142621.5	143428.84
COSTO ANUAL (A+B)	162291.66	160042.57	156888.27	158613.21

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 3/C/F#8RMS  
COSTO ANUAL: S/. 158613.21

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
 TABLA # III-13

POTENCIA: 75 KVA  
 VOLTAJE: 230 V.  
 CORRIENTE: 235.33 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
 Interes considerado: 3%  
 Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#4/0AWG	2/C/F#2AWG	3/C/F#4AWG	4/C/F#6AWG
1) Tamano del ducto (pulg)	2X2	2X2	2X2	2X2
2) Corriente de acometida (amp)	230	230	255	260
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	0.3904	0.2946	0.3261	0.3276
4) Resistencia ohms 110-3	5.98272	18.204	29.028	45.8544
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	187836.3	126091.8	130599	126180
7) Costo total acometida	532236.3	470491.8	474999	470560
8) Perdidas en kW	0.3313	0.504	0.5358	0.6348
9) Total perdidas kW-h anual	1357	2064.38	2194.63	2600.14
10) Costo pérdidas anuales (A)	10340.34	15730.57	16723.09	19813.06
11) Costo Inversion anual (B)	186282.7	16672.13	166249.65	164703
COSTO ANUAL (A+B)	196623.04	180402.7	182972.73	184516.06

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 3/C/F#4AWG  
 COSTO ANUAL: S/. 182972.73

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-14

POTENCIA: 75 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 117.66 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#1/0AWG	1/C/F#2AWG	2/C/F#6AWG	2/C/F#6AWG
1) Tamaño del ducto(pulg)	212	212	212	212
2) Corriente de acometida(amp)	150	115	130	100
3) Área de acometida (pulg./cuadr.)	0.2367	0.1473	0.1638	0.0942
4) Resistencia ohms 110-3	11.6112	18.204	45.8544	73.2096
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	98655.3	63045.9	63090	43597.8
7) Costo total acometida	443055.3	407445.9	407490	387997.8
8) Perdidas en kw	0.1607	0.252	0.3174	0.5067
9) Total perdidas kw-h anual	659.22	1032.19	1309.07	2075.44
10) Costo perdidas anuales (A)	5015.63	7865.28	9906.53	15814.85
11) Costo Inversion anual (B)	155069.35	142006.06	142621.5	135799.23
COSTO ANUAL (A+B)	160084.98	150471.34	152528.03	151614.08

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 2/C/F#6AWG  
COSTO ANUAL: S/. 152528.03

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-15

POTENCIA: 112.5 KVA  
VOLTAJE: 230 v.  
CORRIENTE: 353 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#500MCM	1/C/F#400MCM	2/C/F#2/0AWG	3/C/F#20WG
1) Tamaño del ducto(pulg)	212	212	212	212
2) Corriente de acoetida(amp)	380	335	350	345
3) Area de acoetida (pulg./cuadr.)	0.8316	0.6969	0.5562	0.4419
4) Resistencia ohms 110-3	2.73552	3.32592	9.348	18.204
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	458608.2	376723.8	245642.4	189137.7
7) Costo total acoetida	802408.2	721123.8	590042.4	533537.7
8) Perdidas en kw	0.3408	0.4144	0.5824	0.7561
9) Total perdidas kw-h anual	1395.91	1697.38	2385.51	3096.98
10) Costo perdidas anuales (A)	10636.83	12934.03	18177.58	23598.98
11) Costo Inversion anual (B)	280842.87	252393.33	206514.84	186738.19
<b>COSTO ANUAL (A+B)</b>	<b>291479.7</b>	<b>265327.36</b>	<b>224692.42</b>	<b>210337.17</b>

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 1/C/F#500MCM  
COSTO ANUAL: S/. 291479.7

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-16

POTENCIA: 112.5 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 176.5 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#3/0AWG	1/C/F#2/0AWG	2/C/F#40WG	3/C/F#6AWG
1) Tamano del ducto (pulg.)	212	212	212	212
2) Corriente de acoetida (amp)	200	175	170	195
3) Area de acoetida (pulg./cuadr.)	0.3288	0.2791	0.2174	0.2457
4) Resistencia ohms X10-3	7.46856	9.348	27.028	45.8544
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	151687.8	122821.2	87066	94635
7) Costo total acoetida	496087.8	467221.2	431466	439035
8) Perdidas en Kw	0.2326	0.2712	0.4521	0.4761
9) Total perdidas kw-h anual	952.72	1192.75	1851.8	1950.1
10) Costo perdidas anuales (A)	7259.72	9088.75	14110.71	14859.76
11) Costo Inversion anual (B)	173630.73	163527.42	151013.1	153662.25
COSTO ANUAL (A+B)	180990.45	172616.17	165123.81	168522.01

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 3/C/F#6AWG  
COSTO ANUAL: S/. 168522.01

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-17

POTENCIA: 150 KVA  
VOLTAJE: 230 V.  
CORRIENTE: 470.67 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#750MCM	1/C/F#700MCM	2/C/F#470AWG	5/C/F#10AWG
1) Trazado del ducto (pulq)	282	282	282	282
2) Corriente de acometida (amp)	475	460	460	750
3) Area de acometida (pulq. /cuadr.)	1.2252	1.1575	0.7808	1.1835
4) Resistencia ohms 110-3	1.94832	2.04672	5.98272	11.6112
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	669491.1	631620	375672.6	493276.5
7) Costo total acometida	1013891.1	976020	720072.6	837676.5
8) Perdidas en Kw	0.4316	0.4534	0.6626	0.5144
9) Total perdidas Kw-h anual	1767.83	1857.12	2714	2106.98
10) Costo perdidas anuales (A)	13470.86	14151.25	20680.68	16055.18
11) Costo Inversion anual (B)	354861.88	341607	252025.41	293186.77
COSTO ANUAL (A+B)	368332.74	355758.25	272706.09	309241.95

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 5/C/F#10AWG  
COSTO ANUAL: S/. 309241.95

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-1B

POTENCIA: 150 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 235.33 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#1/0AWG	2/C/F#2AWG	3/C/F#4AWG	4/C/F#6AWG
1) Tamano del ducto(pulg)	212	212	212	212
2) Corriente de acoetida(amp)	230	230	255	260
3) Area de acoetida (pulg./cuadr.)	0.3904	0.2946	0.3261	0.3276
4) Resistencia ohms X10-3	5.98272	18.204	29.028	45.8544
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	187836.3	126091.8	130599	126180
7) Costo total acoetida	532236.3	470491.8	474999	470580
8) Perdidas en Kw	0.3313	0.504	0.5358	0.5348
9) Total perdidas Kw-h anual	1357	2064.38	2194.63	2600.14
10) Costo perdidas anuales (A)	10340.34	15730.57	16723.06	19813.06
11) Costo Inversion anual (B)	186282.7	164672.13	166249.65	164703
COSTO ANUAL (A+B)	196623.04	180402.7	182972.73	184516.06

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 3/C/F#4AWG  
COSTO ANUAL: S/. 182972.73

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-19

POTENCIA: 225 KVA  
VOLTAJE: 230 V.  
CORRIENTE: 706.01 amp.

Costo KWH: 7.62 sucres.  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR AÑALIZADO	2/C/F#500MCM	3/C/F#4/00MB	4/C/F/#2/00MB	5/C/F#1/00MB
1) Tamano del ducto(pulg)	414	212	212	212
2) Corriente de acceetida(amp)	760	690	700	750
3) Area de acceetida (pulg./cuadr.)	1.6632	1.1712	1.1124	1.1835
4) Resistencia ohms 110-3	2.73552	5.98272	9.398	11.6112
5) Costo ducto	462480	344400	344400	344400
6) Costo conductor	916016.4	563508.9	491281.8	493276.5
7) Costo total acceetida	1378496.4	907908.9	835681.8	837676.5
8) Perdidas en Kw	0.6817	0.994	1.1648	1.1575
9) Total perdidas Kw-h anual	2792.24	4071.42	4771.02	4741.12
10) Costo perdidas anuales (A)	21276.86	31024.22	36355.17	36127.33
11) Costo Inversion anual (B)	482473.74	317768.11	292469.68	293186.77
COSTO ANUAL (A+B)	503750.6	348792.33	328844.85	329314.1

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 5/C/F#1/00MB  
COSTO ANUAL: S/. 329314.1

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-20

POTENCIA: 225 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 353 amp.

Costo kWh: 7.62 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 4096

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#500MCM	1/C/F#400MCM	2/C/F#2/0AWG	3/C/F#2AWG
1) Tamano del ducto (pulg)	282	282	282	282
2) Corriente de acometida (amp)	380	335	350	345
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	0.8316	0.6969	0.8562	0.4419
4) Resistencia ohms 110-3	2.73552	3.32592	9.348	18.204
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	458008.2	376723.8	245642.4	189137.7
7) Costo total acometida	802408.2	721123.8	590042.4	533837.7
8) Perdidas en Kw	0.3408	0.4144	0.5824	0.7561
9) Total perdidas Kw-h anual	1395.91	1697.38	2385.51	3096.98
10) Costo perdidas anuales (A)	10636.83	12934.03	18177.58	23598.98
11) Costo Inversion anual (B)	288842.87	252393.33	206614.84	186738.19
COSTO ANUAL (A+B)	291479.7	265327.36	224692.42	210337.17

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 1/C/F#500MCM  
COSTO ANUAL: \$/ 291479.7

**CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS**  
**TABLA # III-21**

**POTENCIA: 300 KVA**  
**VOLTAJE: 230 V.**  
**CORRIENTE: 941.35 amp.**

Costo kWh: 7.36 sucres  
 Interes considerado: 35 %  
 Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	2/C/F#750MCM	2/C/F#750MCM	3/C/F#350MCM	4/C/F#400MCM
1) Trazo del ducto (pulg.)	414	414	414	414
2) Corriente de acometida (amp)	950	920	930	920
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	2.4504	2.315	1.8873	1.5616
4) Resistencia ohms X10-3	1.94832	2.04572	3.71952	5.98272
5) Costo ducto	462480	462480	462480	462480
6) Costo conductor	1338982.2	1263240	1017036	751345.2
7) Costo total acometida	1801462.2	1725720	1479516	1213025.2
8) Perdidas en Kw	0.8632	0.9068	1.0986	1.3253
9) Total perdidas Kw-h anual	6940.12	7290.67	8832.74	10655.41
10) Costo perdidas anuales (A)	52467.3	55117.46	66775.51	80554.89
11) Costo Inversion anual (B)	630511.77	604002	517830.6	424838.82
<b>COSTO ANUAL (A+B)</b>	<b>682979.07</b>	<b>659119.46</b>	<b>584606.11</b>	<b>505393.71</b>

**CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 2/C/F#750MCM**  
**COSTO ANUAL: S/. 682979.07**

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-22

POTENCIA: 300 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 470.67 amp.

Costo kWh: 7.56 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	1/C/F#750MCM	1/C/F#700MCM	2/C/F#4/0AMB	3/C/F#1/0AMB
1) Tamaño del ducto (pulg)	282	282	282	282
2) Corriente de acometida (amp)	475	460	460	450
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	1.2252	1.1575	0.7808	0.7101
4) Resistencia ohms X10 <sup>-3</sup>	1.94832	2.04672	5.98272	11.6112
5) Costo ducto	344400	344400	344400	344400
6) Costo conductor	669491.1	631620	375672.6	295965.9
7) Costo total acometida	1013891.1	976020	720072.6	640365.9
8) Perdidas en Kw	0.4316	0.4534	0.6626	0.6574
9) Total pérdidas Kw-h anual	3470.06	3645.33	5327.3	6893.49
10) Costo pérdidas anuales (A)	26233.65	27558.69	40274.38	52114.78
11) Costo Inversión anual (B)	354861.88	341607	252025.41	224128.06
COSTO ANUAL (A+B)	381095.53	369165.69	292299.79	276242.84

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 1/C/F#750MCM  
COSTO ANUAL: S/. 381095.53

**CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS**  
**TABLA # III-23**

**POTENCIA: 501 KVA**  
**VOLTAJE: 230 V.**  
**CORRIENTE: 1572.07 amp.**

Costo kWh: 7.56 sucres  
 Interes considerado: 35 %  
 Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	3/C/F#1000MCM	4/C/F#500MCM	5/C/F#350MCM	6/C/F#250MCM
1) Tamano del ducto(pulg)	636	636	414	414
2) Corriente de acoetida(amp)	1635	1520	1550	1530
3) Area de acoetida (pulg./cuadr.)	4.6416	3.3264	3.1455	2.9262
4) Resistencia ohms #10-3	1.5744	2.73552	3.71952	5.10896
5) Costo ducto	619920	619920	462480	462480
6) Costo conductor	2700540	1832032.8	1695060	1547629.2
7) Costo total acoetida	3320460	2451952.8	2157540	2010109.2
8) Perdidas en Kw	1.2969	1.6901	1.8384	2.1035
9) Total perdidas Kw-h anual	10427.07	13586.4	14780.73	16912.14
10) Costo perdidas anuales (A)	78826.64	102728.3	111742.31	127855.77
11) Costo Inversion anual (B)	1162161	858183.48	755139	703538.22
<b>COSTO ANUAL (A+B)</b>	<b>1240989.64</b>	<b>960911.78</b>	<b>866881.31</b>	<b>831393.99</b>

**CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 3/C/F#1000MCM**  
**COSTO ANUAL: 5/. 1240989.64**

**CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-24**

**POTENCIA: 501 KVA**  
**VOLTAJE: 460 V.**  
**CORRIENTE: 786.03 amp.**

Costo kWh: 7.55 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	2/C/F#5/0AMB	3/C/F#2/0AMB	4/C/F#3/0AMB	5/C/F#1/0AMB
1) Tamaño del ducto (pulg)	414	414	414	212
2) Corriente de acometida (amp)	760	765	800	750
3) Área de acometida (pulg. <sup>2</sup> /cuadr.)	1.6632	1.4631	1.3152	1.1835
4) Resistencia ohms X10-3	2.73552	5.10696	7.46856	11.6112
5) Costo ducto	462480	462480	462480	344400
6) Costo conductor	916016.4	773814.6	606751.2	493276.5
7) Costo total acometida	1378496.4	1236294.6	1069231.2	837676.5
8) Pérdidas en Kw	0.845	1.0517	1.1535	1.4347
9) Total pérdidas Kw-h anual	6793.8	8455.66	9274.14	11534.98
10) Costo pérdidas anuales (A)	51361.12	63924.78	70112.49	87204.44
11) Costo Inversión anual (B)	482473.74	432703.11	374230.92	293186.77
<b>COSTO ANUAL (A+B)</b>	<b>533834.86</b>	<b>496627.89</b>	<b>448343.41</b>	<b>380391.21</b>

**CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 4/C/F#3/0AMB**  
**COSTO ANUAL: S/. 448343.41**

**CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS**  
**TABLA # III-25**

**POTENCIA: 750 KVA**  
**VOLTAJE: 230 V.**  
**CORRIENTE: 2353.39 amp.**

Costo kWh: 7.56 sucres  
 Interes considerado: 35 %  
 Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	4/C/F#150MCM	5/C/F#750MCM	6/C/F#500MCM	7/C/F#400MCM
1) Tamaño del ducto (pulg.)	816	616	616	616
2) Corriente de acometida (amp)	2500	2375	2280	2345
3) Área de acometida (pulg./cuadr.)	9.0992	6.126	4.9896	4.8783
4) Resistencia ohms #10-3	1.23	1.94832	2.73552	3.32592
5) Costo ducto	767520	619920	619920	619920
6) Costo conductor	5276880	3347455.5	2748049.2	2637066.6
7) Costo total acometida	6044400	3967375.5	3367969.2	3256986.6
8) Perdidas en Kw	1.703	2.1581	2.523	2.6314
9) Total perdidas Kw-h anual	13692.12	17351.12	20301	21156.45
10) Costo perdidas anuales (A)	103512.42	131174.46	153475.56	159942.76
11) Costo inversión anual (B)	2115540	1388581.42	1178789.22	1139945.31
<b>COSTO ANUAL (A+B)</b>	<b>2219052.42</b>	<b>1519735.88</b>	<b>1332264.78</b>	<b>1299889.07</b>

**CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 5/C/F#750MCM**  
**COSTO ANUAL: S/. 1519735.88**

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-26

POTENCIA: 750 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 1176.69 amp.

Costo KWH: 7.56 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	2/C/F#1500MCM	3/C/F#500MCM	4/C/F#300MCM	5/C/F#100MCM
1) Tamano del ducto (pulg.)	646	414	414	414
2) Corriente de acometida (amp)	1250	1140	1140	1150
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	4.5496	2.4948	2.2324	1.952
4) Resistencia ohms X10-3	1.23	2.73552	4.30068	5.98272
5) Costo ducto	61926	462480	462480	462480
6) Costo conductor	2638440	1374024.6	1188327.6	939181.5
7) Costo total acometida	3258360	1836504.6	1650807.6	1401661.5
8) Perdidas en Kw	0.6515	1.2625	1.4884	1.6567
9) Total perdidas Kw-h anual	6046.06	10150.5	11966.73	13319.86
10) Costo perdidas anuales (A)	51756.21	76737.78	90468.47	106698.14
11) Costo Inversion anual (B)	1140426	642776.61	577782.66	490581.52
COSTO ANUAL (A+B)	1192182.21	719514.39	668251.13	591279.66

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 2/C/F#1500MCM  
COSTO ANUAL: S/. 1192182.21

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-27

POTENCIA: 1000 KVA  
VOLTAJE: 230 V.  
CORRIENTE: 3137.86 amp.

Costo kWh: 7.56 sucres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	6/C/F#1000MCM	7/C/F#700MCM	8/C/F#500MCM	9/C/F#400MCM
1) Tamano del ducto (pulg)	8XB	8XB	6XB	6XB
2) Corriente de acometida (amp)	3270	3220	3040	3015
3) Area de acometida (pulg. <sup>2</sup> /cuadr.)	9.2892	8.1025	6.6528	6.2721
4) Resistencia ohms #10-3	1.5744	2.04672	2.73552	3.32592
5) Costo ducto	767520	767520	619920	619920
6) Costo conductor	5401080	4421340	3664065.6	3390514.2
7) Costo total acometida	6168600	5188860	4283965.6	4010434.2
8) Perdidas en Kw	2.5636	2.8789	3.3667	3.6386
9) Total perdidas Kw-h anual	20772.14	23146.35	27068.26	29254.34
10) Costo perdidas anuales (A)	157037.37	174985.4	204836.04	221162.81
11) Costo Inversion anual (B)	2159010	1816101	1493394.96	1403651.97
COSTO ANUAL (A+B)	2316047.37	1991087.4	1704031	1624814.78

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 7/C/F#700MCM  
COSTO ANUAL: S/. 1991087.4

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-2B

POTENCIA: 1000 KVA  
VOLTAJE: 460 v.  
CORRIENTE: 1568.93 amp.

Costo kWh: 7.55 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	3/C/F#1000MCM	4/C/F#500MCM	5/C/F#350MCM	6/C/F#250MCM
1) Taaano del ducto (pulg.)	686	686	414	414
2) Corriente de acometida (amp)	1635	1520	1550	1530
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	4.6446	3.3264	3.1455	2.9262
4) Resistencia ohms #10-3	1.5744	2.7352	3.7192	5.10496
5) Costo ducto	61920	61920	462480	462480
6) Costo conductor	2700540	1832032.8	1695060	1547629.2
7) Costo total acometida	3320460	2451952.8	2157540	2010109.2
8) Perdidas en Kw	1.2918	1.6833	1.8311	2.0951
9) Total perdidas Kw-h anual	10366.07	13533.73	14722.04	16844.6
10) Costo perdidas anuales (A)	78518.60	102314.99	111298.62	127345.17
11) Costo Inversion anual (B)	1162161	858193.46	755139	703538.22
COSTO ANUAL (A+B)	1240679.68	960498.47	866437.62	830883.39

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 3/C/F#1000MCM  
COSTO ANUAL: S/. 1240679.68

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-29

POTENCIA: 1500 KVA  
VOLTAJE: 230 v.  
CORRIENTE: 4706.79 amp.

Costo kWh: 7.56 sacres  
Interes considerado: 3%  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	9/C/F#1000MCM	10/C/F#750MCM	11/C/F#600MCM	12/C/F#500MCM
1) Tamaño del ducto (pulg)	12X12	8X8	8X8	8X8
2) Corriente de acometida (amp)	4905	4750	4620	4560
3) Área de acometida (pulg. <sup>2</sup> /cuadr.)	13.9338	12.252	11.2871	9.9792
4) Resistencia ohms I10-3	1.5744	1.94832	2.34192	2.73552
5) Costo ducto	1190640	767520	767520	767520
6) Costo conductor	8101620	6694911	5970957.3	5496098.4
7) Costo total acometida	9292260	7462431	6738477.3	6263618.4
8) Pérdidas en Kw	3.8754	4.3162	4.7165	5.0501
9) Total pérdidas Kw-h anual	31156.21	34702.24	37920.66	46602.8
10) Costo pérdidas anuales (A)	235556.06	262348.93	286680.18	306957.16
11) Costo Inversión anual (B)	3252291	2611850.85	2358467.05	2192266.44
COSTO ANUAL (A+B)	3487847.06	2874199.78	2445147.23	2499223.6

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 10/C/F#750MCM  
COSTO ANUAL: S/. 2874199.78

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-30

POTENCIA: 1500 KVA  
VOLTAJE: 460 V.  
CORRIENTE: 2353.39 amp.

Costo kWh: 7.56 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	4/C/F#1500MCM	5/C/F#750MCM	6/C/F#500MCM	7/C/F#400MCM
1) Tamaño del ducto (pulg)	888	616	616	616
2) Corriente de acometida (amp)	2500	2375	2280	2345
3) Area de acometida (pulg. <sup>2</sup> /cuadr.)	9.0992	6.126	4.9896	4.8783
4) Resistencia ohms X10-3	1.23	1.94932	2.73552	3.32592
5) Costo ducto	767520	619920	619920	619920
6) Costo conductor	5276880	3347455.5	2748049.2	2637666.6
7) Costo total acometida	6044400	3967375.5	3367969.2	3256986.6
8) Perdidas en Kw	1.703	2.1581	2.525	2.6314
9) Total pérdidas Kw-h anual	13692.12	17351.12	20301	21156.45
10) Costo pérdidas anuales (A)	163512.42	131174.46	153475.56	159942.76
11) Costo Inversión anual (B)	2115540	1386581.42	1178789.22	1139945.31
COSTO ANUAL (A+B)	2219052.42	1519755.88	1332264.78	1299888.07

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 5/C/F#750MCM  
COSTO ANUAL: S/. 1519755.88

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS  
TABLA # III-31

POTENCIA: 2000 KVA  
VOLTAJE: 230 v.  
CORRIENTE: 6275.73 amp.

Costo kWh: 7.56 sucres  
Interes considerado: 35 %  
Horas anuales: 6040

CONDUCTOR ANALIZADO	10/C/F#1500MCM	12/C/F#1000MCM	13/C/F#750MCM	14/C/F#700MCM
1) Tamaño del ducto(pulg.)	12X12	12X12	12X12	12X12
2) Corriente de acometida(amp)	6250	6540	6175	6650
3) Área de acometida (pulg./cuadr.)	22.748	18.5784	15.9276	15.9276
4) Resistencia ohms 110-3	1.23	1.5744	1.94832	1.94832
5) Costo ducto	1190640	1190640	1190640	1190640
6) Costo conductor	13192200	10802160	8793384.3	9372875.4
7) Costo total acometida	14382840	11992800	9894024.3	10563515.4
8) Pérdidas en Kw	4.8443	5.1672	5.9026	5.481
9) Total pérdidas kw-h anual	38948.17	41544.28	47456.9	44067.24
10) Costo pérdidas anuales (A)	294448.16	314074.75	358774.16	333148.33
11) Costo Inversión anual (B)	5033994	4197480	3462908.5	3697230.39
COSTO ANUAL (A+B)	5328442.16	4511554.75	3821682.66	4030378.72

CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 14/C/F#700MCM  
COSTO ANUAL: S/. 4030378.72

**CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS**  
**TABLA # III-32**

**POTENCIA: 2000 KVA**  
**VOLTAJE: 460 V.**  
**CORRIENTE: 3137.86 amp.**

Costo kWh: 7.56 sucres  
 Interes considerado: 35 %  
 Horas anuales: 8040

CONDUCTOR ANALIZADO	9/C/F#1000MCM	10/C/F#750MCM	11/C/F#600MCM	12/C/F#500MCM
1) Tamaño del ducto (pulg)	12112	818	818	818
2) Corriente de acometida (amp)	4905	4750	4620	4560
3) Area de acometida (pulg./cuadr.)	13.9338	12.252	11.2871	9.9792
4) Resistencia ohms 110-1	1.5744	1.94832	2.34192	2.73552
5) Costo ducto	1190640	767520	767520	767520
6) Costo conductor	8101620	6694911	5970957.3	5496098.4
7) Costo total acometida	9292260	7462431	6738477.3	6263618.4
8) Perdidas en kW	1.7724	1.9183	2.0962	2.2445
9) Total pérdidas Kw-h anual	13848.09	15423.13	16853.44	18045.78
10) Costo pérdidas anuales (A)	104691.56	116598.86	127412	136476.09
11) Costo Inversión anual (B)	3252291	2611850.85	2358467.05	2192266.44
<b>COSTO ANUAL (A+B)</b>	<b>3356982.56</b>	<b>2728449.71</b>	<b>2485079.05</b>	<b>2328692.53</b>

**CONDUCTOR ECONOMICO SELECCIONADO: 12/C/F#500MCM**  
**COSTO ANUAL: S/. 2328692.53**

12 x

Unidad del trabajo

de manufacturas y

## CAPITULO IV

de comercio

de distribución

de distribución

de distribución de mercancías

de distribución de mercancías

de mercancías

de mercancías

#### IV. EJEMPLO DE APLICACION

- 4.1. Diagrama esquemático preliminar
- 4.2. Determinación de cargas
  - 4.2.1. Determinación de la capacidad del transformador de poder.
- 4.3. Transformadores monofásicos
- 4.4. Transformadores trifásicos
- 4.5. Selección entre transformadores monofásicos y trifásicos.
- 4.6. Selección del tipo de distribución
  - 4.6.1. Sistemas aéreos
  - 4.6.2. Sistemas subterráneos
- 4.7. Diagrama de distribución seleccionado
  - 4.7.1. Descripción del sistema de distribución seleccionada.
- 4.8. Selección del nivel de tensión de distribución (alta tensión)
  - 4.8.1. Parámetros para la determinación de subestación utilitarias.
  - 4.8.2. Análisis de costos de transformadores para subestaciones utilitarias.
  - 4.8.3. Análisis de costos de conductores

- 4.9. Análisis del nivel de tensión a utilizarse en las subestaciones utilitarias.
- 4.9.1. Selección de los tipos de arranques para motores de más de 600 HP.
  - 4.9.2. Determinación del nivel de tensión a seleccionar en la subestación utilitaria "A".
  - 4.9.3. Determinación del nivel de tensión a seleccionar en la subestación utilitaria B, C y D.
  - 4.9.4. Costo de conductor y ductos portadores de conductores.

#### IV EJEMPLO DE APLICACION

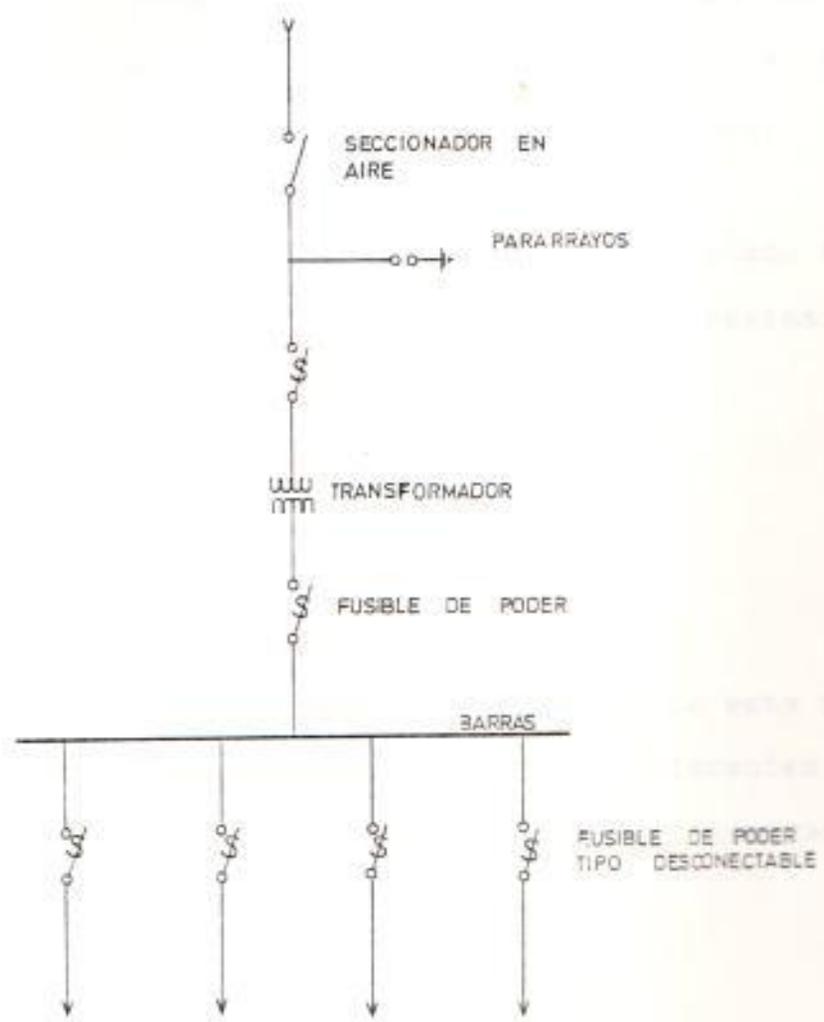
##### 4.1. DIAGRAMA ESQUEMATICO PRELIMINAR:

Para llegar a una verdadera determinación en lo que se refiere a una selección de una tensión económica, debido a que existen tantos diseños que pueden ser valederos y que es prácticamente irrealizable un estudio que cubra todas y cada una de las diferentes variantes que pueden incluirse en un sistema. Se desarrollará un modelo para analizar cada una de sus partes y desde ese punto poder concluir en forma generalizada, qué caminos a tomar en cada caso. Debe de entenderse que no es la intención del autor realizar un diseño a nivel de detalles.

Se escogerá una industria con una demanda relativamente alta para nuestro medio, se la estimará en 3.000 KW., según se mencionó anteriormente, a un factor de potencia atrasado de 0.90.

Debido a este nivel de demanda, la empresa suministradora de energía, la entregará a una tensión de 69.000

DIAGRAMA N° 1



voltios. Para proceder al diseño óptimo, se deberá concretar las cargas de la industria en diferentes centros y bosquejar un diagrama de una línea.

En el diagrama anterior, hemos representado algunos elementos "a priori", los cuales serán revisados más adelante.

#### 4.2. DETERMINACION DE CARGAS

De la información que se puede obtener de esta supuesta planta, se pueden transcribir los diferentes parámetros: carga de motores, el sistema de iluminación se puede considerar incluido.

1. 3 motores de 600 HP
2. 5 motores de 100 HP
3. 10 motores de 50 HP.
4. Cargas varias de aproximadamente 250 HP
5. Factor de coincidencia - 0.8

Carga instalada

$$3.050 \text{ HP} \times \frac{0.746 \text{ KW}}{\text{HP}} = \frac{2.275,30 \text{ KW}}{0.9 \text{ (F.P.)}} = 2.528,11 \text{ KVA}$$

Demanda coincidente estimada:

$$2.844,13 \times 0.8 = 2.022,49 \text{ KVA}$$

#### 4.2.1. DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR PRINCIPAL.

Se deberá a continuación seleccionar la capacidad del transformador principal; para la demanda estimada se podrá seleccionar transformadores cuyos rangos de operación estén alrededor de lo calculado anteriormente.

Para obtener una confiabilidad del 100%, en el presente ejemplo teórico se tendrá que considerar un doble suministro de energía, lo cual es prácticamente irrealizable, debido al sistema de subtransmisión de nuestra empresa suministradora de energía. Con lo cual se elimina según se vio anteriormente, la posibilidad de

alimentar el o los bancos de transformadores con dos fuentes diferentes. Es por esto, que se incluye tentativamente en la utilización de un banco de transformación.

Para poder determinar la confiabilidad de dicho transformador, se deberá tomar en cuenta el equipo de protección y/o seccionamiento, así como también, deberemos considerar la posibilidad de un daño en dicho transformador.

Según el análisis que se realizó en el Capítulo III (párrafo 3.6.1.), se selecciona un mecanismo de protección sencillo como el de un fusible (a este nivel es común usar fusibles del tipo de limitador de corriente, del tipo de expansión).

Así como también se desprende la necesidad de la utilización de un seccionador y de un juego de pararrayos, los cuales deberán ser escogidos en base a los estándares de fabricación y a las condiciones ambientales específicas.

Para la selección del tipo de transformador, se podrá escoger entre un banco monofásicos y uno trifásico.

Como principal ventaja de banco de transformadores conformado por los monofásicos, es la de que en caso de daño, es obvio que sólo se dañará uno de los tres, en el caso del trifásico, es muy probable que el daño de un embobinado pueda destruir el adyacente, con lo cual la reposición de éste tomará mucho más tiempo, el banco de tres monofásicos, teóricamente tiene la misma opción de quemarse, pero esta situación puede obviarse o disminuir el tiempo que sea necesario para la restauración del servicio, con la compra de un transformador adicional. Esta posibilidad, es necesaria considerarla cuando se requiere una confiabilidad del sistema verdaderamente grande, lo cual es requerido en algunas industrias por el costo que podría significar un corte de energía que tome algún tiempo, y debido a que en nuestro medio es muy difícil, por decir lo menos, la repara-

ción de un transformador a este nivel de tensión (69 KV).

#### 4.3. TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, nos inclinaremos inicialmente por un banco de transformadores conformado por tres unidades monofásicos y una unidad de reserva.

A continuación se procederá a la selección de las capacidades de los transformadores.

TABLA No. IV-1

CAPACIDAD EN KVA

FASES	OA		FA	
	65	55 / 65	65	55 /65 C
1	833	833/933	958	958/1.073
	1.250	1.250/1.400	1.437	1.437/1.610
3	2.499	2.499/2.799	2.874	2.874/3.219
	3.750	3.750/4.200	4.311	4.311/4.830

El costo de los transformadores en estas capacidades es independiente del voltaje secundario, como muestran los siguientes valores:

**TRANSFORMADORES MONOFASICOS SUMERGIDOS  
EN ACEITE (1)**

Voltaje primario			
67.0000 V.	KVA OA	US\$ a 65 C	US\$ a 55 C
Voltaje se			
cundario 2.400 V.	833	16,270.00	16,924.00
4.800 V.	1.250	18,993.00	19,974.00

(1) Valores tomados del Boletín PL 47-300 de febrero de 1981 del fabricante WESTINGHOUSE.

Para seleccionar el transformador "económico", calcula remos el costo por KVA (US\$/KVA). Se deberá incluir el costo del transformador de reserva.

PARA TRANSFORMADOR DE 833 KVA, C/U Y UNO DE RESERVA.

Banco de:

$$3 \times 833 \text{ KVA a } 65 \text{ OA: } 4 \times \frac{16.270 \text{ US\$}}{3 \times 833 \text{ KVA}} = 26.04 \text{ US\$/KVA}$$

Banco de:

$$3 \times 933 \text{ KVA a } 55 \text{ C OA: } 4 \times \frac{16.924 \text{ US\$}}{2.799 \text{ KVA}} = 24.19 \text{ US\$/KVA}$$

Si se incrementa el costo del equipo de enfriamiento adicional, con lo cual se convierte estos transformadores en de operación FA, aumentando la capacidad.

Aumento del costo (por equipos: ventiladores y controles):

US\$ 1.025,00

Transformadores OA/FA 65 C

$$833/958: \frac{4 \times 17.295}{3 \times 958} = 4 \times \frac{17.295}{2.874} = 24.07 \text{ US\$/KVA}$$

Transformadores OA/FA 55 C

$$958/1.073: \frac{4 \times 17.949}{3 \times 1.073} = \frac{4 \times 17.949}{3.219} = 22.30 \text{ US\$/KVA}$$

De lo anterior obligadamente se tendrá que seleccionar un banco de transformadores de 3 x 833, operación FA a 55 C, lo cual convierte estos transformadores a 3 x 1.073 con un incremento en capacidad de 12.00 % a un decremento en costo del KVA. en el 7.89%.

A continuación se analizará los costos en transformadores conformados por tres unidades de 1.250 KVA. y uno de reserva 4 x 1.250 KVA a 65 OA =  $4 \times \frac{18.993}{3.750} = 20.26$  US\$/KVA.

Pudiendo este banco en operación FA a 55 C llegar a obtener una capacidad de 3 x 1.610 KVA.

El costo del KVA. se obtiene:

$$\frac{4 (19.974 + 1.025)}{3 \times 1.610} = \frac{4(20.999)}{4.830} = 17.39 \text{ US$/KVA}$$

#### 4.4. TRANSFORMADORES TRIFASICOS

A continuación se desarrollarán cuadros que nos ayudarán a seleccionar los transformadores trifásicos.

TABLA No. IV-2 (1)

TRANSFORMADORES TRIFASICOS SUMERGIDOS EN ACEITE

---

Voltaje			US\$ a	US\$ a
Primario :	67.000V	KVA (OA)	65 C	65 C
<hr/>				
Voltaje				
Secundario:	4.160/2.400V	2.500	42.481	44.180
	13.200/7.620V	3.750	49.590	52.121

---

(1) Valores tomados del Boletín PL 47-300 de Febrero 81 del Fabricante Westinghouse.

Costo de los equipos auxiliares para operación ventilación forzada (FA): US\$ 1,290.00

TABLA No. IV-3

TRANSFORMADORES TRIFASICOS SUMERGIDOS EN ACEITE PARA  
 APLICAR SIN VENTILACION FORZADA

(KVA a 65 OA)/ (KVA A 55 OA)	(COSTO/KVA) A 65 OA/ (COSTO/KVA) A 55 OA
2.500/2.800	$\frac{42.481}{2.500} = 16.99/$
	$\frac{44.188}{2.800} = 15.78$
3.750/4.200	$\frac{49.590}{3.750} = 13.22/$
	$\frac{52.121}{4.200} = 12.41$

TABLA No. IV-4

TRANSFORMADORES TRIFASICOS SUMERGIDOS EN ACEITE PARA  
 APLICAR CON VENTILACION FORZADA

---

(KVA a 65 OA)/	(COSTO/KVA) A 65 OA/
(KVA A 55 OA)	(COSTO/KVA) A 55 OA
3.125/3.500	$\frac{42.481+1.290}{3.125} = 14.00/$
	$\frac{44.188+1.290}{3.500} = 12.99$
4.687/5.250	$\frac{49.590+1.290}{4.687} = 10.86/$
	$\frac{52.121+1.290}{5.250} = 10.17$

---

Resumiendo se podria confeccionar el siguiente cuadro.

TABLA No. IV-5

C A P A C I D A D				K V A	COSTO/KVA
OA/65 C	OA/55 C	FA/65 C	FA/55 C		
3 x 833					26.04 (I)
	3 x 933				24.18 (I)
		3 x 958			24.07 (I)
			3 x 1.073		22.30 (I)
3 x 1.250					20.26 (I)
	3 x 1.400				19.03 (I)
		3 x 1.437			18.57 (I)
			3 x 1.610		17.39 (I)
2.500					16.99
	2.800				15.78
		3.125			14.00
			3.500		12.99
3.750					13.22
	4.200				12.41
		4.687			10.86
			5.250		10.17

Demanda estimada	2.417,51 KVA.
(+) 30% reserva	725,25 KVA.
	<hr/>
Capacidad de transformador mínima:	3.142,00 KVA.

(I) Se considera el costo por KVA, el cual incluye el 6transformador de reserva. No se ha tomado en cuenta los gastos adicionales por la interconexión de los transformadores monofásicos, los cuales deberán estar alrededor del 15 al 20% del costo de los transformadores.

Partiendo sobre la base de 2.400 KVA. iniciales para un incremento de hasta 3.140 KVA., según la tabla anterior, podemos seleccionar entre los siguientes transformadores:

A: Transformadores monofásicos de 833 KVA OA-55 C para que opere a 1.073 KVA. FA-55 C.

Dicho transformador se lo puede especificar inicialmente en OA, 55 C y luego hacer funcionar los ventiladores para operación en FA 55 C.

B: Transformador trifásico de 2.500 KVA OA 65 C para que opere a 3.125 KVA. FA-65 C.

Este transformador podrá especificarse para operación FA/65 C a 3.125 KVA, en condiciones más desfavorables.

#### 4.5. SELECCION ENTRE TRANSFORMADORES MONOFASICOS Y TRIFASICOS.

Como podemos observar, el costo/KVA. del transformador trifásico es 14,95% menor que el del banco de transformadores conformado por unidades monofásicas.

Existe un punto que debemos recalcar, el cual es la confiabilidad del transformador.

Dependiendo del tipo de industria al que servirá este transformador, se tendrá que considerar la posibilidad de una falla en un transformador principal, si bien es cierto que las posibilidades de que falle un transformador de potencia son remotas. Tomando en cuenta que en nuestro medio y aún en los otros países, estos ca-

Los casos de falla normalmente paralizan a la industria por semanas, motivando fuertes pérdidas.

Debido a las razones expuestas en el párrafo anterior, se considera la variante de la instalación de dos transformadores trifásicos, alimentando a dos barras secundarias, las cuales se encuentran enlazadas por un seccionador.

La configuración de la subestación estará dada según el diagrama de una línea que se representa a continuación.

En la diagrama No. 2, se considera una alimentación a la subestación conformada por dos bancos reductores trifásicos, los cuales alimentan a las barras A y B, calculadas para el 50% de la carga total, es decir, 1.200 KVA. iniciales.

Si se seleccionan dos transformadores trifásicos de esta capacidad, esto es el caso de transformadores normalizados de 1.500 KVA, en el caso de fallar alguno de ellos, el otro tendrá que suministrar toda

la potencia requerida, esto es 2.400 KVA. Cosa que no podrá suministrar aunque su rango sea de hasta 1.932 KVA., 55 FA.

El transformador que podrá suministrar la potencia, es uno de 2.500 KVA. OA, 65 C con provisiones de ventiladores para operar hasta 3.500 KVA. FA, 55 C, esto implicaría el uso de dos transformadores de iguales características, con lo cual el costo total por KVA. en transformadores trifásicos será:

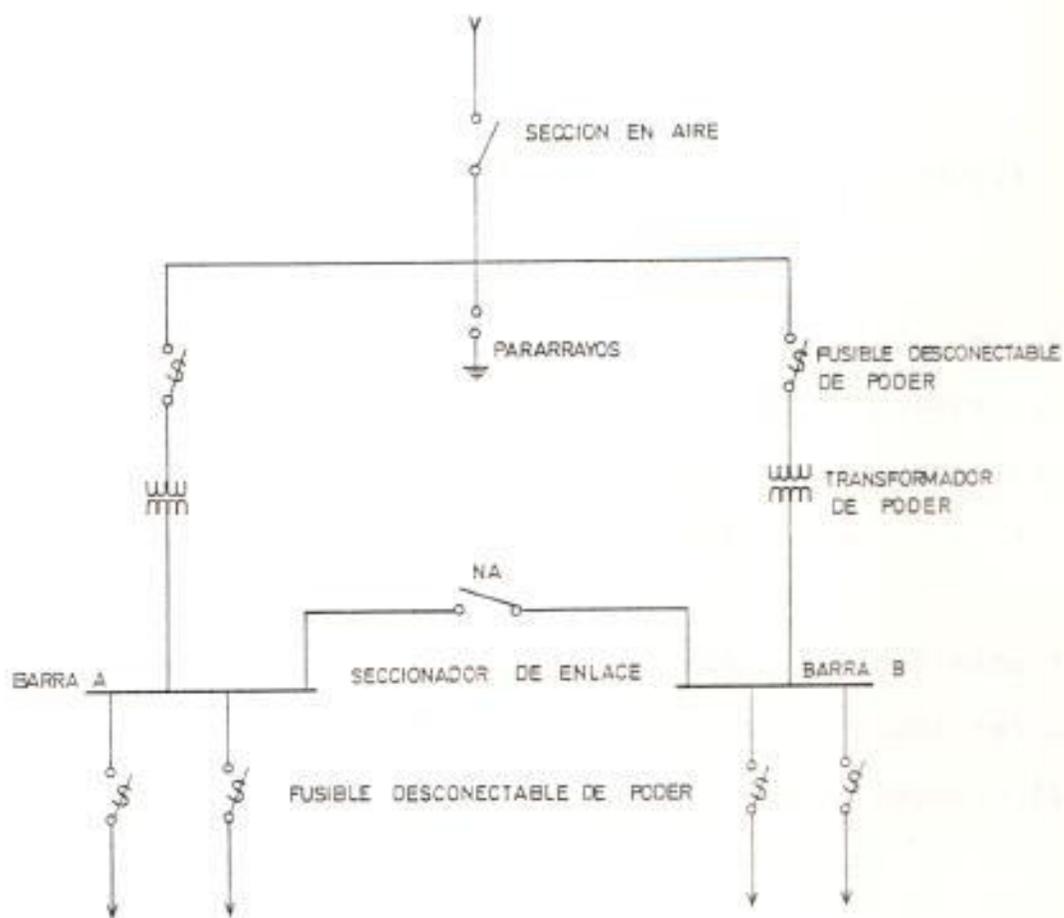
#### TRIFASICOS

$$2 \frac{(44.188 + 1.290)}{2 \times 3.500 \text{ KVA a } 55 \text{ FA}} = \frac{90.956}{7.000} = \text{US\$12.99/KVA}$$

A continuación se estudiará una alternativa, la que considera la utilización de dos bancos de transformadores monofásicos y un transformador de iguales características de reserva.

Del análisis de la capacidad, en el de utilizar transformadores monofásicos, los más indicados serán los

DIAGRAMA Nº2



de: 833 KVA. OA 65 C, es decir:

#### MONOFASICOS

$$\frac{7 \times (16.270)}{7 \times 833} = \frac{113.890}{5.831} = \text{US\$ } 19.53/\text{KVA}$$

De lo anterior se tendrá que concluir, que si es indispensable el uso de dos bancos, se deberán utilizar transformadores trifásicos ya que éstos son más económicos que las unidades monofásicas.

Se debe aclarar que en estos casos la decisión final puede tomarse en base a consideraciones netamente económicas y/o de otra índole; v.gr. espacio físico para la instalación de la subestación.

En caso de fallar alguno de los transformadores de poder, podremos sacarlo del sistema y el otro suministrará la energía a toda la planta.

#### 4.6. SELECCION DEL TIPO DE DISTRIBUCION.

A continuación se analizará los diferentes tipos de instalación que podrá utilizarse en este anillo, a saber:

- 1.- Aéreo en conductores desnudos.
- 2.- Subterráneo y/o en conductores aislados.

Desde el punto de vista técnico, ambos sistemas son aceptables y dependerá de otros factores como son:

- 1.- Económico.
- 2.- Confiabilidad
- 3.- Operación y Mantenimiento
- 4.- Seguridad

Estos factores no podrán determinar que sistema utilizar por sí solo y tendremos que considerarlos en forma conjunta.

#### 4.6.1. SISTEMA AEREO

Los conductores desnudos, son indudablemente

mucho más económicos; con el inconveniente de que pueden existir fallas por causas impredecibles, tales como:

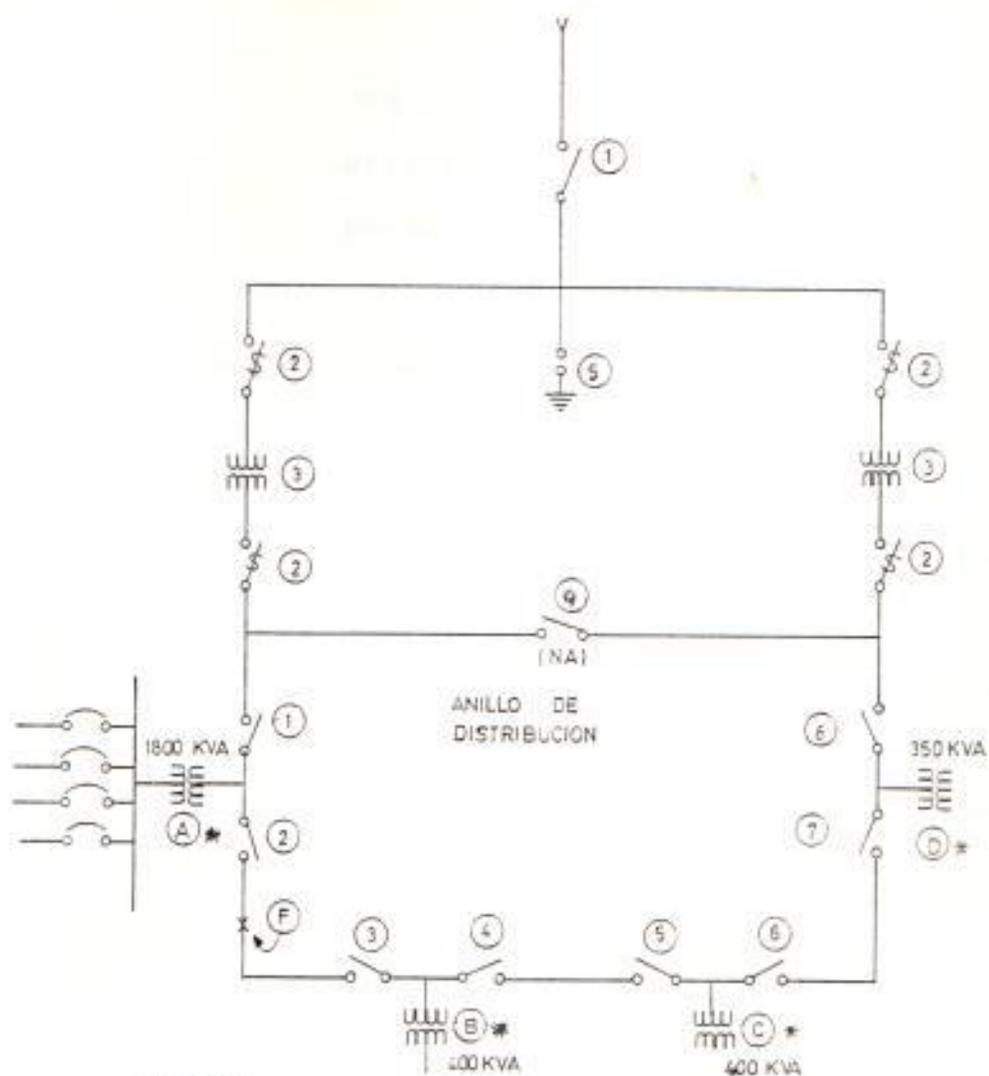
- Daños mecánicos, contaminación (ésta última puede ser considerable)

La operación del sistema puede complicarse en algunos casos. El mantenimiento, si bien es cierto que los equipos que se utilizan son realmente confiables, se debe considerar que estos pueden fallar en un momento dado y dificultarse el mantenimiento de dichos equipos.

#### 4.6.2. SISTEMA SUBTERRANEO

La distribución mediante este sistema se convierte en un medio que cumple con todos los factores que se enumeran anteriormente, que excepto por el factor económico lo convierte eventualmente en uno de los elementos del sistema de regular costo. Si bien se considera que de acuerdo a normas, en algunos casos no es permitido el uso de conductores desnudos,

DIAGRAMA Nº 3



## LEYENDA

- 1 SECCIONADOR PRIMARIO
- 2 FUSIBLE DE PODER
- 3 TRANSFORMADOR DE PODER  
2500 A 65°C / 3500 FA 55°C
- 9 SECCIONADOR DE ENLACE NA NORMALMENTE ABIERTO
- 5 PARARRAYOS
- \* SUBESTACION UTILIZACION
- F PUNTO DE FALLA

con lo que se confirma la utilización de este sistema en la gran mayoría de los casos que puedan presentarse.

#### 4.7. ESQUEMA DE DISTRIBUCION SELECCIONADO

Para la red de distribución primaria se considera, de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior, el uso de dos transformadores trifásicos, los cuales alimentarán a los transformadores que reducirán el voltaje primario de distribución, a uno de utilización, la distribución vista en los capítulos anteriores y de estos escogeremos una distribución en anillo primario, según se representa en el diagrama No. 3.

Se ha seleccionado este tipo de distribución, por la gran confiabilidad que brinda este sistema. Se puede garantizar, que las interrupciones provocadas por fallas en los diferentes elementos del circuito pueden despejarse del sistema, mediante el cierre o apertura de los diferentes seccionadores o interruptores. Es importante notar que uno de los elementos menos confiables en un sistema de distribución en alta tensión,

puede ser el conductor primario, en el sistema representado en la Fig. No. 3, se dará por descontado que un área de la planta, dejará de producir, por falla en un segmento del anillo primario de distribución, hasta que se le restaure la energía por otra parte del sistema.

#### 4.7.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION SELECCIONADO.

La operación normal del sistema descrito es como sigue:

1. El interruptor o seccionador de enlace (9) estará en posición normalmente abierto (NA), así como uno de los otros seccionadores, que forman parte de cada derivación del anillo. Con esto se obtendrá la imposibilidad de operar los transformadores en paralelo, lo cual incrementaría la corriente de cortocircuito, en caso de producirse y que todos los segmentos del anillo se encuentren energizados, de igual forma los

transformadores trabajarán prácticamente a mitad de carga.

2. El interruptor de enlace (9) sólo será utilizado cuando falle uno de los transformadores de poder.
3. En caso de ocurrir una falla en el punto "F", el seccionador (5) se encuentra abierto, manteniendo cerrados los interruptores 1, 2, 3, 4, 6, 7 y 8.

Para restablecer servicio en el segmento que existe la falla, o que se dé el caso de sacarlo de servicio, la operación es como sigue:

- A. Se cambia, en caso de ser necesario, los fusibles de poder.
- B. Antes de cerrar el seccionador (5), se abrirán los seccionadores (2) y (3), sacando de servicio al segmento de línea que ha fallado.

Es necesario hacer notar que la operación en un sistema como el descrito, los operadores del sistema deberán ser entrenados, de suerte que no se produzcan operaciones incorrectas; así como también será necesario la instalación de indicador de falla para la rápida localización del segmento con falla.

#### 4.8. SELECCION DEL NIVEL DE TENSION DE DISTRIBUCION.

Haciendo referencia al cuadro de cargas descrito anteriormente, se seleccionará a continuación las diferentes subestaciones que se podrán denominar, como de "utilización, en base a las cargas que alimentan".

SUBESTACION A: 3 motores de 600 HP y carga miscelánea.

SUBESTACION B: 2 motores de 100 HP y carga miscelánea.

4 motores de 50 HP. y carga miscelánea.

SUBESTACION C: 2 motores de 100 HP.

4 motores de 50 HP. y carga miscelánea.

SUBESTACION D: 1 motor de 100 HP.

1 motor de 50 HP.

Varios motores en un total de 200 HP. y carga miscelánea.

#### 4.8.1. PARAMETROS PARA LA DETERMINACION DE SUBESTACIONES UTILITARIAS.

Para poder especificar estas subestaciones, es necesario seleccionar la tensión, a la cual distribuiremos, entre los parámetros económicos más importantes que determinan esta selección podremos mencionar:

1. Distancia de la subestación principal a la subestación utilitaria.
2. Costo del conductor.
3. Costo del sistema de protección de los conductores.
4. Costo de los equipos de seccionamiento, operación, control.
5. Costo de las subestaciones utilitarias.

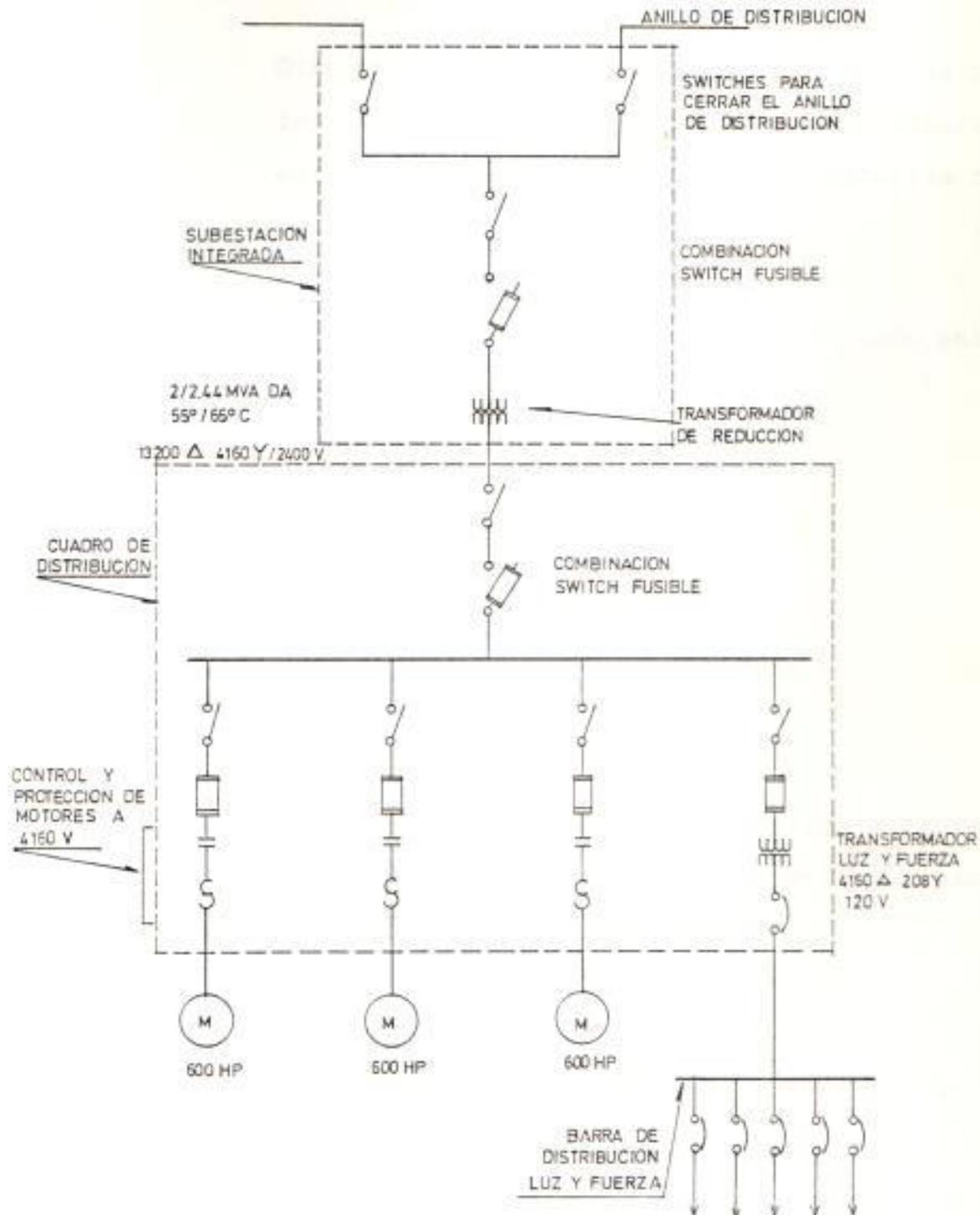
De acuerdo a lo visto en el Capítulo II, párrafo 4.2. se podrá seleccionar inicialmente un nivel de tensión de 4.16 KV., con lo que se podrá eliminar la subestación de utilización "A"; debido a la potencia de los motores, es-

tos podrán ser conectados directamente al anillo de distribución.

Otra consideración valedera para la selección de este nivel de tensión, sería la economía en la no utilización de una gran cantidad de cobre (en conductores, barras, etc.) para la alimentación de estos motores, fuera de los costos ocasionados por el uso de los transformadores para reducir de 13.200 V ó 4.160 V. a 480 V. ó 240 Voltios, que serán las tensiones de utilización.

Los costos derivados por el uso de 4.160 voltios, en el sistema de distribución primario (anillo) en el conductor, pueden ser compensados ampliamente por el costo de una subestación de aproximadamente 2.000 KVA. de 13.2 KV a 4.16 KV., que sería la necesaria para suministrar servicio a este centro de carga, para referencia, el costo de la subestación sería aproximadamente de US\$23,550 (2.000 KVA., 65 C, OA) y 13.200 DELTA, 4.160 Y /2.400 Voltios.

DIAGRAMA N° 4



SUBESTACION UTILITARIA

Otro punto que se debe considerar para la selección del voltaje de distribución primario, es el costo de las subestaciones restantes del sistema.

De acuerdo a la diagrama No. 3, se puede seleccionar las subestaciones:

- B de 750 KVA.
- C de 500 KVA.
- D de 300 KVA.

Con lo cual se obtendrá gran ventaja al especificar capacidades normalizadas, según lo hemos visto en capítulos anteriores.

A continuación analizaremos los costos de los transformadores, comparando siempre los costos cuando los voltajes primarios son de 13.2 KV. y 4.16 KV., en transformadores trifásicos a un voltaje secundario de 480 voltios.

4.8.2. ANALISIS DE COSTOS DE TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIONES UTILITARIAS.

CAPACIDAD OA a 65 C	VOLTAJE PRIMARIO		DIFERENCIA DE COSTOS
	US\$ a 4.16KV (X)	US\$ a 13.2KV (X)	
750 KVA	11.340 (15.12)	11.875 (15.84)	4.76%
500 KVA	9.770 (19.54)	10.870 (21.74)	11.25%
300 KVA	8.620 (28.73)	9.095 (30.32)	5.25%

(X) Costo por KVA.

Del cuadro tabla anterior se desprende que a estas capacidades el costo del transformador es más alto, si lo es el voltaje primario.

En relación al costo de los seccionadores que se representa en la diagrama No. 3, podemos analizar en base a iguales características de conducción (nominal estandarizada), ya que se fabrican con valores sobre las necesidades de este ejemplo. (ver Tabla III-9A, y III-8C).

#### 4.8.3. ANALISIS DEL COSTO DEL CONDUCTOR

Otro de los elementos del sistema que es necesario analizar, será el conductor. La comparación se la efectuará según el costo por metro lineal de acometida entre los niveles de 13.2 KV. y 4.16 KV.

A 4.160 voltios para una potencia máxima de 3.500 KVA., factor de potencia 0.9, la acometida será de:

$$I = \frac{3.500 \text{ KVA.}}{1.732 \times 4.16 \text{ KV.}} = 485.76 \text{ Amp. Max.}$$

A 13.200 voltios, similares características de operación.

$$I = \frac{3.500 \text{ KVA.}}{1.732 \times 13.2 \text{ KV.}} = 153.08 \text{ Amp. Max.}$$

De lo anterior se concluirá que será necesaria la colocación de más cobre a 4.16 KV. que a 13.2 KV.

De acuerdo a las normas es necesario la colocación de los siguientes conductores:

Para 4.160 voltios:

$$485,76 \text{ Amp.} \times 1.25 = 607.2 \text{ Amp.}$$

Para 13.200 voltios:

$$153,08 \text{ Amp.} \times 1.25 = 191,35 \text{ Amp.}$$

Para el transporte de 607.2 Amp. a 4.16 KV., es necesario el uso de 2/Conductores/Fase No. 750 MCM.CU.5KV. el cual tiene un costo de aproximadamente US\$ 25.12 cada metro de conductor.

Por otro lado, para transportar 191.35 Amp., es suficiente un conductor de cobre calibre 250 MCM-15KV., el cual tiene un costo de aproximadamente US\$ 13.08 cada metro lineal de conductor.

Tomando en cuenta que, en un caso es doble terna, el metro lineal, la red a 4.160 Voltios

tendrá un costo sólo por concepto de conductor de:  $US\$25.12 \times 6 = US\$ 150.72/\text{metro}$ .

La red a 13.2 KV. costaría por el mismo concepto:  $US\$ 13.08 \times 3 = US\$ 39.24/\text{metro}$ .

De lo anterior se desprende que una red a 4.16 KV. costará un 284.09% más que la red a 13.2 KV., sin tomar en cuenta que la red de ductos en la cual se instalarán estos conductores se duplicaría a 4.16 KV.

No se ha tomado en cuenta el conductor de neutro, debido a que se puede considerar a un mismo costo en ambos niveles de tensión.

Por otra parte se deberá tomar en cuenta los costos de instalación de las redes a 4.16 KV., serían como mínimo el doble de la red a 13.2 KV. Según asumimos, la longitud del anillo primario será de 800 metros lineales.

El costo por concepto de conductor a 4.16 KV.

será de:

$$800 \text{ Mts.} \times 150.72 \text{ US\$/Mts.} = \text{US\$}120,576.00$$

De igual forma a 13.2 KV.

$$800 \text{ Mts.} \times 39.24 \text{ US\$/Mts.} = \text{US\$}31,392.00$$

La diferencia entre los costos de los conductores es: US\$89,184.00.

Según la tabla de costos de transformadores se justifica plenamente la instalación de una subestación de reducción de 13.2 KV. a 4.16 KV., con una capacidad de 2.000 KVA. OA 65 C/55 C, la cual cuesta apenas US\$23,550.00 con lo cual se obtiene una economía de US\$ 65,634.00 que representa un porcentaje muy superior que los costos derivados por el incremento de tensión, en las otras subestaciones y en los equipos de operación y maniobra del sistema.

Para terminar con el análisis del conductor podríamos evaluar sus pérdidas anuales, tomando en cuenta que la potencia por pérdidas de

resistencia es:

$$P \text{ (en KW)} = \frac{I^2 R}{1.000}$$

Para el conductor 750 MCM, dos conductores por fase, su resistencia es de 0,0095 ohm/1.000 pies.

El anillo de distribución primario lo hemos considerado aproximadamente en 800 Mts.

El conductor en condiciones normales transportará una corriente de aproximadamente 346 Amp. a 4,16 KV., las pérdidas anuales por el conductor serán de:

P KW/AÑO=

$$\frac{(346)^2 \times 0,0095 \text{ OHM}}{1.000 \times 1.000 \text{ pies}} \times \frac{800 \text{ Mts.} \times 3,28 \text{ pies}}{1 \text{ Mt.}} =$$

$$2,98 \text{ KV} \times 6.048 \frac{\text{Horas}}{\text{Año}} = 18,023 \text{ Kw-h/año}$$

(Párrafo 1.3.1. Cap. III).

Las pérdidas para el conductor seleccionado para el sistema de 13,2KV es de 250 MCM, 1 conductor, su resistencia es de 0,049 OHM/1'.

P KW/ANO =

$$\frac{I^2 R}{1.000} = \frac{(109)^2 \times 0,049 \text{ OHM}}{1.000 \text{ pies}} \times \frac{800 \text{ M.} \times 3.28 \text{ pies}}{1 \text{ Mt.}}$$

$$P \text{ KW/ANO} = 1.528 \text{ KW} \times 6.048 \frac{\text{Horas}}{\text{Año}}$$

$$P \text{ KW/ANO} = 9.394 \text{ Kw.-h/año}$$

Con lo que se demuestra una vez más, que el conductor adecuado a este nivel de carga y tensión es el que teniendo un costo inicial más bajo tenga pérdidas anuales menores.

Hasta este punto del análisis podemos concluir como sigue:

1. Alimentación a la planta a 69 KV., un alimentador.

2. Subestación primaria: 2 transformadores trifásicos de 2.500/3.500 KVA., 65 /55 C., OA/FA.
3. Equipo de protección: Seccionadores en combinación con fusibles limitadores de corriente.
4. Sistema de distribución: Tensión 13.2 KV, mediante conductores aislados en ductos subterráneos, en anillo normalmente abierto.
5. Capacidades y tensiones de las diferentes subestaciones:

Subestación A: 2.0/2.24 MVA, OA 55 /65 C.  
 V. Primario : 13.200 DELTA  
 V. Secundario: 4.160Y/  
 2.400

Subestación B: 750 KVA., OA 65 C.,  
 V. Primario: 13.200 DELTA  
 V. Secundario: 480Y/277

Subestación C: 500 KVA., OA 65 C.,  
 V. Primario: 13.200 DELTA  
 V. Secundario: 480Y/277

Subestación D: 300 KVA., OA 65 C.,

V. Primario: 13.200 DELTA

V. Secundario: 480Y/277

Cabe indicar que en las subestaciones B, C y D, el voltaje secundario se ha determinado de una forma tentativa, ya que el nivel de tensión deberá seleccionarse tomando en cuenta otros factores.

#### 4.9. ANALISIS DEL NIVEL DE TENSION A UTILIZARSE EN LAS SUBESTACIONES UTILITARIAS.

De lo anteriormente expuesto se desprende que sólo deberemos seleccionar los equipos que controlarán los motores de la subestación "A", la que en su secundario, de acuerdo a los planteamientos hechos en los capítulos anteriores se considera como alta tensión (más de 600 Voltios).

##### SUBESTACION "A"

Esta subestación podrá ser bosquejada inicialmente de la siguiente forma:

De acuerdo a lo establecido en el cuadro comparativo del párrafo 1.5.1 del presente capítulo, se determinó el uso de seccionadores asociados con limitadores de corriente tipo fusible, por lo que no es necesario detenerse en el análisis de esta parte de la subestación "A".

Se deberá determinar a continuación el cuadro de distribución a 4.16 KV. más conveniente para el presente estudio.

#### 4.9.1. SELECCION DE LOS TIPOS DE ARRANQUE PARA MOTORES DE 600 HP.

Los métodos más usuales para arrancar estos motores son a saber:

1. Arrancadores con reactor primario (voltaje reducido)
2. Arrancadores con autotransformado (voltaje reducido)
3. Arrancadores directos (pleno voltaje)

La selección deberá realizarse en último caso, conociendo el ciclo de trabajo, así como los

requerimientos de la máquina que será movida por estos motores, se podrá anotar, que en algunos casos no es permitido fluctuaciones de voltaje, producidos por el arranque de los motores grandes.

En el presente análisis se tendrá que reflejar simplemente, los que mayores ventajas ofrezcan desde el punto de vista económico.

A continuación se desarrollarán las siguientes tablas para establecer los costos de los diferentes equipos para operar y controlar los motores de 600 HP. que se alimentarán desde la subestación "A".

Se presentan los costos de dichos equipos a los niveles de tensión de 2.400V 4.160V.

TABLA No. IV-6A

ARRANQUES CON REACTOR PRIMARIA:NO REVERSIBLE, MOTORES JAULA DE ARDILLA

## CLASE NEMA E2

CAPACIDAD MAXIMA EN CABALLOS DE FUERZA	CAPACIDAD		COSTO		DIFE REN- CIA %
	EN AMPERIOS (X) 2.2/2.4KV	EN AMPERIOS (X) 4.0/4.8KV	EN US\$ (X) 2.2/2.4KV	EN US\$ (X) 4.0/4.8KV	
100	200	200	11.400	11.400	0
200	200	200	11.900	11.900	0
400	200	200	12.400	12.400	0
700	200	200	12.800	13.600	+6.25
1.000	400	200	13.700	14.500	+5.84
1.250	400	200	14.500	15.200	+4.83
1.500	400	400	15.300	16.500	+7.84
1.750	700	400	16.150	17.000	+5.26
2.000	700	400	16.850	17.600	+4.45

Para calcular la diferencia en % se tomò:

$$\text{Dif. en \%} = \frac{(\text{Costo a 4.0/4.8KV}) - (\text{Costo 2.2/2.4 KV})}{\text{Costo a 2.2/2.4 KV}}$$

(X) Valores extraidos de "WESTINGHOUSE SELECTOR GUIDE ELECTRICAL EQUIPMENT FOR INDUSTRIAL CONTROL APLICATIONS".

TABLA No. IV-6B

ARRANQUES CON AUTOTRANSFORMADOR:NO REVERSIBLE, MOTOR JAULA DE ARDILLA, TRANSICION CERRADA

## CLASE NEMA E2

CAPACIDAD MAXIMA EN CABALLOS DE FUERZA	CAPACIDAD		COSTO		DIFE REN- CIA %
	EN AMPERIOS(I) 2.2/2.4KV	EN AMPERIOS(I) 4.0/4.8KV	EN US\$ (X) 2.2/2.4KV	EN US\$ (X) 4.0/4.8KV	
100	200	200	13.600	13.600	0
200	200	200	14.100	14.100	0
400	200	200	14.600	14.600	0
700	200	200	15.000	15.700	+4.67
1.000	400	200	16.200	16.700	+3.09
1.250	400	200	16.600	17.300	+4.22
1.500	400	400	16.900	18.700	+10.65
1.750	700	400	18.550	19.300	+4.32
2.000	700	400	19.250	19.900	+3.38

Para calcular la diferencia en % se tom6:

$$\text{Dif. en \%} = \frac{(\text{Costo a } 4.0/4.8\text{KV}) - (\text{Costo } 2.2/2.4 \text{ KV})}{\text{Costo a } 2.2/2.4 \text{ KV}}$$

(X) Valores extraidos de "WESTINGHOUSE SELECTOR GUIDE ELECTRICAL EQUIPMENT FOR INDUSTRIAL CONTROL APLICATIONS".

TABLA No. IV-6C

ARRANQUES DIRECTOS:NO REVERSIBLE, MOTOR JAULA DE ARDILLACLASE NEMA E2

CAPACIDAD MAXIMA EN CABALLOS DE FUERZA	CAPACIDAD		COSTO		DIFE REN- CIA %
	EN AMPERIOS(X)	EN AMPERIOS(X)	EN US\$ (X)	EN US\$ (X)	
	2.2/2.4KV	4.0/4.8KV	2.2/2.4KV	4.0/4.8KV	
700	200	200	5.800	6.250	+7.76
1.500	400	400	6.150	6.600	+7.31
2.250	700	400	7.650	8.250	+7.84

$$\text{Dif. en \%} = \frac{(\text{Costo a 4.0/4.8KV}) - (\text{Costo 2.2/2.4 KV})}{\text{Costo a 2.2/2.4 KV.}}$$

(X) Valores extraidos de "WESTINGHOUSE SELECTOR GUIDE ELECTRICAL EQUIPMENT FOR INDUSTRIAL CONTROL APPLICATIONS".

Para la selección del cuadro de mando, según nuestro caso, motores de 600 HP., se extraen los siguientes valores de los cuadros anteriores.

TABLA No. IV-7

TIPO DE ARRANCADOR	COSTO US\$	
	2.2/2.4 KV.	4.0/4.8KV
Reactor Primario	12.800	13.600
Autotransformador	15.000	15.700
Directo	5.800	6.250

De la tabla anterior se desprende obviamente el uso de arrancadores del tipo directo (pleno voltaje). Queda por realizar la comparación de los costos de los motores a los diferentes niveles de tensión (2.400V y 4.160V), no se tomará en cuenta el tipo de arranque a utilizar, ya que los fabricantes no tienen cargos extras por estas especificaciones siempre y cuando los regímenes de funcionamiento estén dentro de los estándares establecidos.

TABLA No. IV-8

## PRECIOS DE MOTORES ELECTRICOS

HP	RPM.	FRAME	US\$ a		FRAME	US\$ a	
			2.3 KV	AMP.		4.0KH	AMP.
300	3600	2025H	8.824	69	2028H	10.148	40
	1800	2020H	7.342	70	2025S	8.443	41
350	3600	2025H	9.237	79	2028H	10.623	46
	1800	2025S	8.148	81	2025S	9.370	47
400	3600	2025H	10.212	90	2028H	11.744	54
	1800	2025S	8.858	92	2028S	10.187	53
450	3600	2025S	11.179	101	1032H	12.856	58
	1800	2025S	9.521	102	2028S	10.949	59
500	3600	2025H	12.146	112	2032H	13.968	64
	1800	2028S	10.137	113	2032S	11.658	65
600	3600	2028H	13.964	113	2328H	16.059	77
	1800	2032S	11.361	134	2328S	13.066	77
700	3600	2328H	15.821	153	2332H	18.194	89
	1800	2032S	12.590	155	2328S	14.479	90
800	3600	2332H	17.622	174	2336H	20.265	100
	1800	2328S	13.737	177	2332S	15.798	102

Los precios mostrados en la tabla anterior son referenciales y servirán sólo como índices, debido a que al especificar cada motor es necesario, según los casos indicar, además del motor, equipo de control y/o señalización.

De la anterior tabla se observarán los costos para un motor de 600 HP. 3-fases tanto a 2300 V, como a 4160 Voltios.

Se tomará como referencia el motor a 600HP. de acuerdo a los parámetros establecidos al comienzo del presente capítulo.

HP	RPM	US\$ a 2.300 V	US# a 4.000 V.
		(AMP).	(AMP).
600	3.600	13.964 (133)	16.059 (77)
	1.800	11.361 (134)	13.066 (77)

Se podrá concluir:

1. Los motores a 4000 V son un 15% más costosos que a 2300 V.

2. El amperaje es un 42% menor a 4000 Voltios

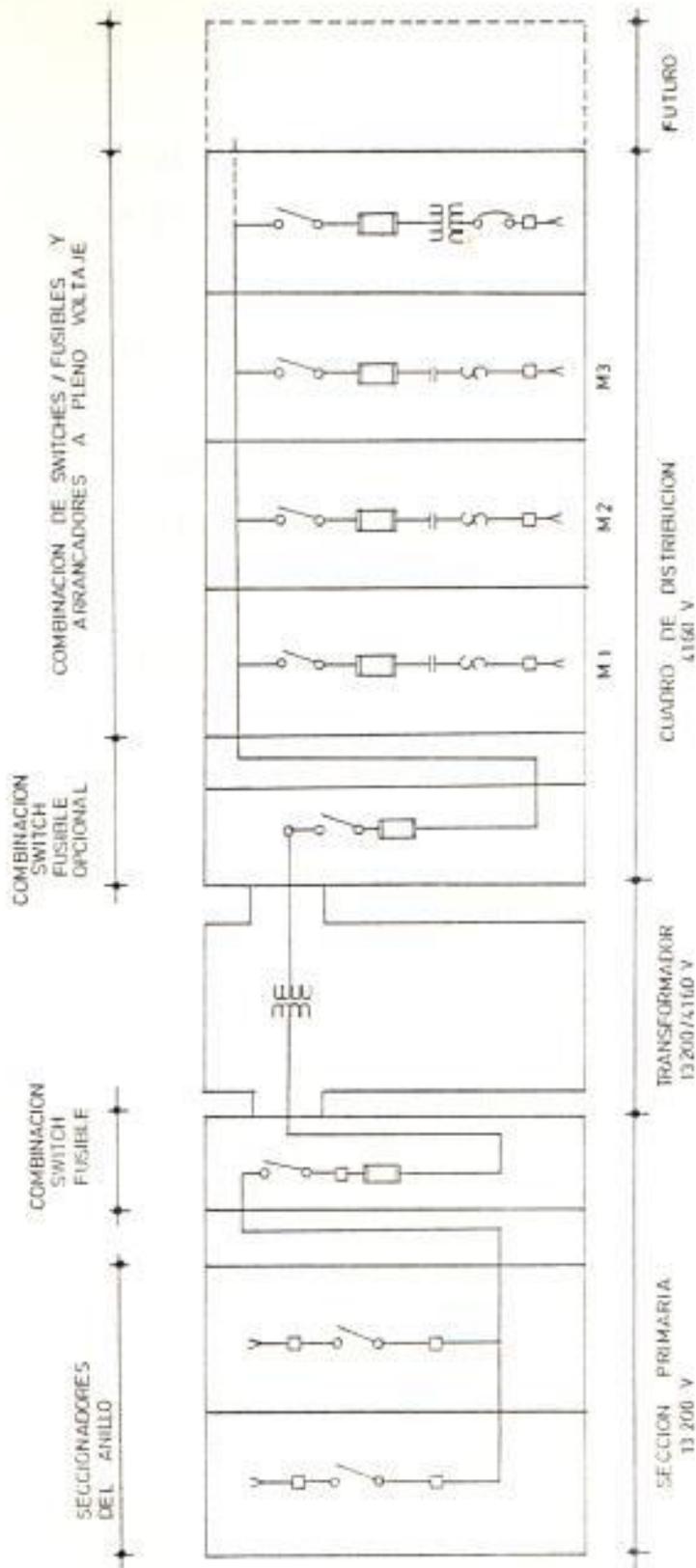
#### 4.9.2. DETERMINACION DEL NIVEL DE TENSION EN LA SUB-ESTACION "A"

La diferencia en el costo (15%), es compensada, ampliamente con las reducciones en el costo de la subestación seleccionada, por consiguiente la selección de los motores es a una tensión de 4000 voltios.

De acuerdo a los estándares de fabricación estos motores serán capaces de operar con tensiones de  $\pm 10\%$ , es decir, de 3600 V a 4400 V.

Debemos hacer notar que la corriente a 4000 V. es un 42% menor que a 2300 V., con lo que conseguiremos un notable ahorro de cobre en los conductores que alimentarán a dichos motores, y lo que es más tendremos un ahorro en los ductos que podrán ser utilizados para transportar dichos conductores.

DIAGRAMA Nº 5



ESQUEMA DE LA SUBESTACION A

De acuerdo a los análisis realizados hasta este punto, podemos definir el cuadro de distribución secundario de la subestación A con el siguiente diagrama unifilar.

4.9.3. DETERMINACION DEL NIVEL DE TENSION A SELECCIONAR EN LAS SUBESTACIONES UTILITARIAS B, C Y D.

SUBESTACION "B"

Para el análisis de esta subestación, se analizará como primer paso el voltaje secundario, el cual fue pre-seleccionado a 480 voltios.

Según el cuadro de cargas en la presente subestación tenemos los siguientes motores:

2 motores de 100 HP.

4 motores de 50 HP.

Carga miscelánea: alumbrado, motores pequeños, etc.

Analizaremos a continuación los costos de los motores más grandes a las tensiones de 240V y

480V, en la tabla que desarrollamos a continuación y notaremos que no existe diferencias entre los motores a 240V y 480V.

TABLA No. IV-9

COSTOS REFERENCIALES DE MOTORES DE INDUCCION, JAULA DE ARDI-  
 LLA, TOTALMENTE CERRADOS, ENFRIADOS POR VENTILADOR.

HP	RPM.	US\$	AMPERIOS
			a 460/230 V.
30	3600	948	34.4/70.8
	1800	898	36.7/73.4
	1200	1.540	35.0/70
40	3600	1.254	47.0/94
	1800	1.198	48.0/96
	1200	2.298	47.0/94
<u>50</u>	<u>3600</u>	<u>1.662</u>	<u>58.0/116</u>
	<u>1800</u>	<u>1.524</u>	<u>60.0/120</u>
60	3600	2.346	67.0/134
	1800	2.348	71.0/142
	1200	3.099	70.0/140
75	3600	3.026	83.0/166
	1800	2.982	87.0/174
	1200	3.724	87.0/174
<u>100</u>	<u>3600</u>	<u>4.082</u>	<u>112.0/224</u>
	<u>1800</u>	<u>3.746</u>	<u>112.0/224</u>
	<u>1200</u>	<u>5.242</u>	<u>116.0/232</u>
125	3600	5.464	142.0/284
	1800	5.018	141.0/282
	1200	6.082	144.0/288
150	3600	6.663	168./236
	1800	5.875	169./338
	1200	7.102	170./340

De la tabla anterior se pueden obtener los costos para motores de hasta 250HP. en función de su velocidad, más no en función del voltaje.

1.-	50HP	3600RPM	US\$ 1.662
		1800RPM	" 1.524
		1200RPM	" 2.682
2.-	100HP	3600RPM	US\$ 4.082
		1800RPM	" 3.746
		1200RPM	" 5.242

Podemos seleccionar los motores a 1800 RPM., por su costo y ya que un porcentaje realmente grande de motores trabajan a 1800 RPM. Esta selección en casos reales, estará sujeta exclusivamente a los requerimientos de la maquinaria a instalarse.

#### 4.9.4. COSTO DEL CONDUCTOR Y DUCTOS PORTADORES DE CONDUCTORES.

La selección de una tensión económica será la que a un costo inicial más bajo, produzca las menores pérdidas y que ofrezca una regulación

de tensión, que esté dentro de los límites predeterminados.

No se cree necesario probar que el nivel de tensión a 480V. será más económico que a 240V, aún así lo demostraremos en el siguiente ejemplo.

La alimentación de un motor trifásico de 150HP que se encuentra a 30 metros lineales desde su centro de carga cuyas características generales son: RPM: 1740; 230/460V; 360/180 Amp.

**Cálculo de costo del alimentador a 240V:**

- Conductor recomendado  $360 \times 1.25 = 450$  amp., la experiencia recomienda que más práctico trabajar, para fines de conexión con conductores más delgados y con este fin calcularemos para instalar una doble terna.

$$\text{Tamaño del conductor: } \frac{450 \text{ AMP.}}{2} = 225 \text{ AMP.}$$

2 conductores No. 300MCM-TW-cobre por fase, para este juego de conductores se requiere dos ductos de 2 1/2" de diámetro.

El costo por metro lineal de este alimentador será:

CONDUCTOR: 6m x S/. 3.300/m = S/. 19.800

DUCTO : 2m x S/. 6.470/m = S/. 12.940

Costo total a 240 voltios = S/. 32.740/m.

Costo del alimentador a 480V:

- Conductor 180 x 1.25 = 225 AMP.

1 conductor No. 300MCM-TW-cobre por fase, se requiere 1 ducto de 2 1/2" de diámetro

El costo por metro lineal es:

CONDUCTOR: 3m x S/. 3.300/m = S/. 9.900

DUCTO : 1m x S/. 6.470/m = S/. 6.470

Costo total a 480 voltios = S/. 16.370/m.

De lo anterior se ve que la selección de una tensión mayor trae gran beneficio económico, en lo que respecta a la inversión inicial. Podemos analizar desde el punto de vista de pérdidas en el conductor, esto es, costos de operación.

Pérdidas para los dos conductores por fase  
300 MCM-TW- CU.

$$P = I^2 R = \frac{2 (360)^2 0,021}{100 \text{ pies}} \times 100 \text{ PIES} = 272.16W.$$

Pérdidas anuales en 6048 h/año.

KWh/año =

$$\frac{272.16 \text{ vatios}}{1.000} \times 6.048 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 1.646 \text{ Kw-h/año}$$

Costo anual:

$$CA = 1646 \text{ Kw-h} \times S/. 7.5/\text{Kw-h} = S/. 12.345,00$$

Pérdidas para el conductor No. 300 MCM, 1 conductor por fase.

$$P = I^2 R = \frac{(180)^2 \cdot 0,0388}{1.000} \times 100 \text{ PIES} = 125,71 \text{ W.}$$

Pérdidas anuales en 6048 h/año.

KWh/año =

$$\frac{125,71 \text{ vatios}}{1.000} \times 6.048 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 760,29 \text{ Kw-h/año}$$

Costo anual:

$$CA = 760,29 \text{ Kw-h} \times S/. 7,5/\text{Kw-h} = S/. 5.702,21$$

Analizando los costos se observará que en lo que se refiere a costos iniciales: 50.0% más económico el conductor sencillo 300 MCM y costos por pérdidas: 46.19%

Para el análisis de las Subestaciones C y D debemos de concluir que las relaciones costos vs. voltaje serán los mismos, es decir a mayor tensión menor costo.

Esto se desprende del análisis de las tablas

de costos expuestos anteriormente.

De igual forma que se vió en alta tensión y de forma referencial, a continuación se desarrollarán cuadros comparativos de costos para arrancadores operados a baja tensión.

Para seguir un orden hemos seleccionado los rangos de potencia según NEMA. Tendremos que notar que la fabricación estandarizada no hace selección en cuanto se refiere a voltaje de utilización, pues son manufacturados para un voltaje de diseño de hasta 600 Voltios.

En la tabla anterior, los valores de los equipos se refieren a arrancadores en gabinete metálico según la marca de NEMA clasificada como "NEMA 2", es decir un gabinete, a prueba de polvo y agua, apropiado para usos industriales.

Referente a los interruptores automáticos tipo estándares, es decir sin elementos tales como, bobinas de disparos, contactos auxiliares, operadores eléctricos, etc. es evidente la comparación que para voltajes mayores se requiera interruptores de menor capacidad, lo cual incidirá directamente en el costo del interruptor. En la tabla No. IV-11 se desarrollará los costos referenciales de los interruptores automáticos.

De acuerdo a la tabla No. IV-11 podemos observar que mientras que se mantiene la capacidad de cortocircuito, el costo varía con la capacidad nominal del interruptor. La capacidad de cortocircuito, se mantiene a los diferentes niveles de tensión normalizados, las cuales están relacionadas con las capacidades de cortocircuito de otros equipos, tales como transformadores, tableros de distribución (barras).

TABLA IV-11

## COSTOS REFERENCIALES DE INTERRUPTORES AUTOMATICOS

CAPACIDAD NOMINAL (AMP)	VOLTAJE DISEÑO MODELO	CAP.		COSTO US\$
		INT. KA	240V-480V.	
15-60	240 EB	10	-	82.00
70-90-100	240 EB	10	-	120.00
15-60	600 FB	18	14	154.00
70-90-100	600 FB	18	14	189.00
125-150	600 FB	18	14	423.00
70-225	600 KB	25	22	422.00
250	600 KB	25	22	738.00
70-400	600 LB	42	30	784.00
250-600	600 LA	42	30	1,284.00
400-800	600V MC	42	30	1,596.00
800-1200	600V NC	42	30	2,773.00
1000-2000	600V PC	125	100	4,019.00
1400-2500	600V PC	125	100	6,512.00
1600-3000	600V PC	125	100	11,320.00

De la tabla anterior podemos observar que mientras que se mantiene la capacidad de cortocircuito, el costo varia con la capacidad nominal del interruptor. La capacidad de cortocircuito, se mantiene a los diferentes niveles de tensión normalizados, las cuales estan relacionadas con las capacidades de cortocircuito de otros equipos, tales como transformadores, tableros de distribución (barras).

La selección de un interruptor, estará sujeta entonces a los parámetros de:

1. Capacidad nominal
2. Capacidad de interrupción, la cual está determinada a su vez por:

El voltaje de utilización, el cual determinará el nivel de cortocircuito admisible.

Para demostrar lo anterior, ilustraremos el siguiente ejemplo:



En caso de producirse una falla en el punto A, la corriente de cortocircuito estará solamente limitada por la impedancia del transformador y de la línea, la cual consideraremos despreciable.

$$I_{cc} = \frac{I(\text{nominal a } 240 \text{ V}) \times 100}{\text{Impedancia en \%}} =$$

$$\frac{2405 \times 100}{5.5} = 43.73 \text{ KA}$$

Cuando el sistema está operando a un voltaje mayor (480 V), el nivel de cortocircuito será como sigue:

$$I_{cc} = \frac{I(\text{nominal a } 480 \text{ V}) \times 100}{\text{Impedancia en \%}} =$$

$$\frac{1202 \times 100}{5.5} = 21.86 \text{ KA}$$

Comparando estos niveles de cortocircuito vemos cuanta relación existe entre estos y los niveles normalizados en lo que se refiere a la capacidad de cortocircuito.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Los diferentes criterios desarrollados en el presente estudio están dirigidos para que personas con poca experiencia puedan desarrollar proyectos eléctricos, utilizando dichos criterios, que eventualmente tomarán tiempo desarrollarlos por sí solos; y así permitirles un diseño económico y técnico bajo todo punto de vista.
2. Existen criterios básicos en el presente trabajo que utilizados correctamente darán la pauta para enfrentar y solucionar problemas de relaciones entre el Diseñador y el Inversionista.
3. A partir de esta tesis podrán darse estudios más particulares obteniéndose resultados como la racionalización de los sistemas utilizados en nuestro medio.

De lograrse estos propósitos creemos que se darán pasos firmes tendiente a ordenar y reglamentar racionalmente los Sistemas Eléctricos tradicionalmente utilizados.

## B I B L I O G R A F I A

1. Industrial Power System. DONALD BEEMAN
2. Distribution System. WESTINGHOUSE
3. Catálogos de Equipos Eléctrico Varios  
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION  
GENERAL ELECTRIC  
SQUARE D COMPANY
4. Apunte Varios