



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

**IMPLEMENTACION DE LA MEDICION DEL FACTOR DE
POTENCIA EN EL AREA OCCIDENTAL DEL PAIS POR
PARTE DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION**

MARCO TULIO MARTINEZ BETETA

Guatemala, Agosto de 1,995

08
T (3581)

CPH

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

IMPLEMENTACION DE LA MEDICION DEL FACTOR DE
POTENCIA EN EL AREA OCCIDENTAL DEL PAIS POR PARTE
DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA

POR

MARCO TULIO MARTINEZ BETETA

AL CONFERIRSELE EL TITULO DE

INGENIERO MECANICO-ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 1,995.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración el trabajo de tesis titulado:

IMPLEMENTACIÓN DE LA MEDICIÓN DEL FACTOR DE
POTENCIA EN EL AREA OCCIDENTAL DEL PAIS POR PARTE
DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

tema que me fuera asignado por la dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 3 de febrero de 1,994



MARCO TULIO MARTINEZ BETETA

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERIA

MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO: ING. JULIO ISMAEL GONZALEZ PODSZUECK
VOCAL PRIMERO: ING. MIGUEL ANGEL SANCHEZ GUERRA
VOCAL SEGUNDO: ING. JACK DOUGLAS IBARRA SOLORZANO
VOCAL TERCERO: ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRIA MENDEZ
VOCAL CUARTO: BR. FREDDY ESTUARDO RODRIGUEZ QUEZADA
VOCAL QUINTO: BR. MARIO NEPHTALI MORALES SOLIS
SECRETARIO: ING. FRANCISCO JAVIER GONZALEZ LOPEZ

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO

DECANO: ING. JULIO ISMAEL GONZALEZ PODSZUECK
EXAMINADOR: ING. EDGAR F. MONTUFAR URIZAR
EXAMINADOR: ING. ANGEL GARCIA MARTINEZ
EXAMINADOR: ING. ARTURO ESTRADA SOTO
SECRETARIO: ING. FRANCISCO JAVIER GONZALEZ LOPEZ

Quetzaltenango, 25 de enero de 1,995

Ing. Luis Herrera Galvez
Coordinador del área de Electrotécnia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería.
Universidad de San Carlos de Guatemala
Guatemala Centro America.

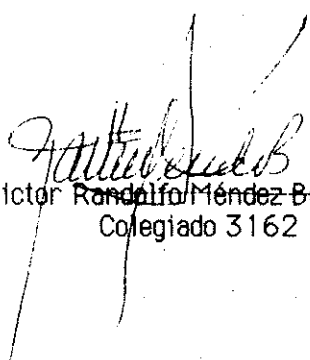
Apreciable Señor Coordinador:

Me es grato dirigirme a usted para presentar por este medio mi aprobación al trabajo de tesis titulado: **"Implementación de la medición del Factor de Potencia en el área occidental del país por parte del Instituto Nacional de Electrificación"**, que constituye, el trabajo realizado por el estudiante universitario Marco Tulio Martínez Beteta, carnet # 86-12154.

Así mismo después de hacerle las correcciones pertinentes me permito expresarle que el desarrollo del presente trabajo, constituye una magnífica proyección de nuestra alma mater, especialmente para el desarrollo y avances necesarios en el presente y el futuro del subsector eléctrico de nuestro país, y puntualmente para el Sistema Occidental de Producción Eléctrica y en general para el Instituto Nacional de Electrificación (I.N.D.E.). Pues el tema de por si complicado pero a la vez muy necesario para cualquier sistema de generación, transmisión y distribución eléctrica del presente y del futuro inmediato en nuestro país.

Por lo anterior aprovecho para felicitar, al estudiante universitario Marco Tulio Martínez Beteta por la dedicación y empeño que manifestó en la elaboración del presente trabajo y asumo con ello la responsabilidad como coordinador del contenido del mismo.

Atentamente,



Ing Víctor R. Méndez Beteta.
Colegiado 3162



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 20 de febrero de 1,995

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito dar mi aprobación al trabajo de tesis del estudiante Marco Tulio Martínez Beteta, titulado: **Implementación de la medición del factor de potencia en el área occidental del país por parte del Instituto Nacional de Electrificación**, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Luis Herrera Gálvez
Coordinador Área de Electrotecnia

JLHG/sdem.

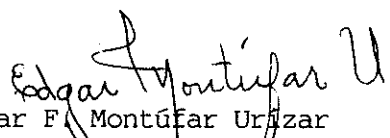


FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de
conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de
Area, al trabajo de tesis del estudiante **Marco Tulio Martínez Beteta**,
titulada: **Implementación de la medición del factor de potencia en el área
occidental del país por parte del Instituto Nacional de Electrificación**,
procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Director

Guatemala, 30 de mayo de 1,995.





FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Implementación de la medición del factor de potencia en el área occidental del país por parte del Instituto Nacional de Electrificación, del estudiante Marco Tulio Martínez Beteta, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

Ing. Julio Ismael González Podszueck

Decano

Guatemala, 2 de junio de 1,995.



DEDICATORIA

A:

Dios todo poderoso

Mis Padres Alba Beteta de Martínez
 Marco Tulio Martínez Portillo

Mi hermano Héctor Manuel Martínez B.

· Mi Familia En General.

Mis Amigos En especial a Heidi , Manuel , Carlos
 Luis Alfonzo y Hugo, con especial aprecio.

Universidad de San Carlos de Guatemala.

Facultad de Ingeniería.

Escuela Mecánica-Eléctrica.

AGRADECIMIENTO

A:

Instituto Nacional de Electrificación por su colaboración para la realización de este trabajo de tesis.

Ing. Victor Randolph Méndez Béteta por el asesoramiento y ayuda para la culminación de este trabajo de tesis.

INDICE GENERAL

DESCRIPCIÓN	PAGINAS
- Índice por Capítulos	1
- Introducción	3
- CAPÍTULO I	
Descripción general y ubicación del la región de estudio.	4
Breve descripción del comercio en general de la región de estudio.	7
Ubicación de las sub-estaciones más importantes en cada departamento de la región de estudio	8
CAPÍTULO II	
Qué es el factor de potencia, y los elementos que componen un circuito.	14
Descripción de las distintas potencias de los elementos que componen un circuito.	17
Formas de medir el factor de potencia :	20
- Medidor de una sola fase.	
- Medición de un circuito trifásico.	
- Medidor de potencia activa.	
Uso del factorímetro de tres fases	26
Medición de un circuito desbalanceado	26
Dispositivo electrónico de medición	27
Problemas que ocasiona un bajo factor de potencia	30
- Pérdidas en los cables.	

- Pérdidas en los transformadores	
- Caída de voltaje en un transformador.	37
- Caída de voltaje y capacidad máxima de los cables.	38
Potencia aparente liberada en un transformador	40

CAPÍTULO III

- Equipos existentes en el I.N.D.E. para medición	43
Operación de los equipos de medición del factor de potencia.	43
- A través del consumo global de energía.	
- Con un medidor del factor de potencia.	
- Con un medidor de potencia activa y reactiva.	
- Contador de energía activa y reactiva.	44
- Con vatímetro, voltímetro y amperímetro.	45
- Método de los dos vatímetros.	
Tipos de medidores existentes en el I.N.D.E.	46
- Descripción	
- Manejo	
Tipos de medidores utilizados en el S.R.I.O.	54

CAPÍTULO IV

Formas de cobro de las distintas instituciones de mayor importancia tanto nacionales como internacionales	58
Forma de cobro realizado por la E.E.G.S.A.	61
Forma de cobro realizado en HONDURAS	62
Pliego tarifario del I.N.D.E.	63
Ejemplos de aplicación del pliego tarifario	71

Deducción del cálculo de formulación del cobro del factor de potencia propuesto	73
- Interpretación de resultados de la medición del factor de potencia en los ramales más importantes	78
CAPÍTULO V	
Distintas formas de corrección del factor de potencia	83
- motores síncronos	
- Condensadores síncronos.	
- Capacitores de potencia.	
Instalación de condensadores	86
Determinación de la potencia reactiva necesaria	88
Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables	95
Consideraciones más importantes que se eligen en un banco de capacitores	96
Banco de capacitores de potencia automática	99
- Principios de operación.	
- Elementos básicos.	
- Controles de voltaje.	
- Controles de corriente.	
- Controles de kilovares.	
- Corrección del factor de potencia.	101
Ventajas y desventajas con diferentes compensaciones	105
GLOSARIO	110
SIMBOLOGÍA	113

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

114

BIBLIOGRAFÍA

117

INDICE POR CAPITULO

CAPÍTULO I.

a.- Descripción demográfica de toda la región que cubre el Sistema Regional de Interconexión Occidental (S.R.I.O.), que incluye la localización geográfica de cada departamento, así como el clima y la altitud de los mismos.

b.- Diagrama de ubicación de las subestaciones principales en cada departamento.

CAPÍTULO II.

a.- Marco Teórico

a.1 - ¿Qué es el factor de potencia?

a.2- Formas de medirlo

a.3- Formas de mejorarlo

a.4- Optimización de generación, transformación y distribución de energía eléctrica referente al factor de potencia.

a.5- Mantenimientos y cuidados en general para los distintos medidores.

CAPÍTULO III

a.- Equipos existentes en el Instituto Nacional de electrificación (I.N.D.E.) para medir directa o indirectamente el factor de potencia.

b.- Operación de los equipo de medición del factor de potencia que posee en la actualidad el I.N.D.E.

c.- Interpretación de resultados de la medición del factor de potencia.

d.- Tipos de medidores existentes

d.1 Domiciliarios

d.2 Industriales.

Esto incluye clase de medidores y amperaje que manejan; tanto monofásicos, trifásicos, así como también el número de hilos y la conexión Δ ó Y

e.- ¿Cuándo hay que colocar medición el alta tensión con (Pt's y CT's)?

CAPÍTULO IV

Formas de cobro de las distintas instituciones de mayor importancia, tanto nacionales como internacionales

a.- Forma de cobro según la E.E.G.S.A.

b.- Forma de cobro según la Empresa Eléctrica en Honduras.

c.- **Forma de cobro sugerida al I.N.D.E.**

d.- Interpretación de resultados de la medición del factor de potencia en los ramales más importantes del S.R.I.O.

CAPÍTULO V

a.- Distintas formas de mejoramiento del factor de potencia y sus formas de aplicación en las industrias para evitar un incremento en su costo de energía eléctrica, así como pérdidas en líneas y equipo.

INTRODUCCIÓN

La medición de los distintos componentes de la energía eléctrica , tales como **energía activa, energía reactiva, factor de potencia, pérdidas**, etc.; nos da un mejor entendimiento en lo que respecta a ésta. Por lo tanto, de una buena interpretación de los distintos parámetros que proporcionen los medidores, se podrá tener un criterio para lograr un correcto cobro de la energía eléctrica.

En el I.N.D.E. por falta de personal específico y equipo que realice un estudio e interpretación de los distintos medidores existentes en la institución, no se ha podido tener conocimiento de todos los parámetros eléctricos que pueden ser monitoreados por los medidores mencionados anteriormente. Por lo tanto se darán los lineamientos generales de los medidores más importantes y a la vez la implementación de los parámetros más útiles tales como kWh, kVAh, demanda, etc., para las distintas necesidades y el área donde se deseen colocar.

Una de las magnitudes eléctricas más importantes es aparte de los parámetros anteriormente mencionados para determinar la eficiencia del consumo de energía, el **factor de potencia**, el cual determina la eficiencia en que la energía está siendo utilizada por el consumidor, por lo tanto, se dará énfasis a este tema desde sus características generales, hasta como medirlo , interpretarlo y cobrarlo, y así poder aprovechar al máximo el beneficio de la información que este parámetro nos da.

Esta investigación será realizada una de las áreas de la república de Guatemala, del Sistema Regional de Interconexión Occidental (S.R.I.O.), servida por el I.N.D.E., y a la vez se darán algunas recomendaciones acerca de un adecuado cobro de energía, incluyendo por supuesto al **factor de potencia**.

Por último, se darán recomendaciones a los consumidores acerca de cómo pueden mejorar su factor de potencia para optimizar la energía recibida.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL

A.- Descripción demográfica de toda la región que cubre el sistema regional de interconexión occidental (S.R.I.O.) incluyendo la localización geográfica de cada departamento, así como el clima y la altitud de los mismos

El área en la cual se realizará los estudios para el desarrollo del presente trabajo de tesis es la occidental de la República de Guatemala, formada por los siguientes departamentos:

Huehuetenango, Totonicapán, Suchitepéquez, San Marcos, El Quiché, Sololá, Quetzaltenango y Retalhuleu.

Esta área se encuentra ubicada en las siguientes coordenadas, según el meridiano de Wrenquitch

El área en mención posee variados climas, ya que los departamentos mencionados anteriormente poseen diferentes alturas, temperaturas y humedades, las cuales son las que determinan el clima de cada departamento; esto se puede observar mediante la siguiente tabla:

ESTRATIFICACION TERMICA Y ALTITUD

TABLA # 1

Zona Térmica	Intervalo Elev. m.s.n.m. (en mts)	Intervalo temp x año	Característica Fundamental
Zona cálida	0.850/900	24 - 30° C	Sin heladas
Zona cálida- Templada	800 - 1600	18 - 24° C	Sin heladas

Zona Templada- fría.	1600 - 2800	12 - 18° C	Presencia de heladas
Zona fría	Más de 2800	Menor de 12°C	Presencia de heladas

Por lo tanto como se puede observar en la anterior tabla, la altitud posee una relación muy directa con el clima y temperaturas a que se encuentran las distintas regiones. Otro dato de importancia general es la ubicación geográfica, según el meridiano de Wrenwitch que a continuación se describen; A la vez, se localizan para esta investigación los municipios principales de los departamentos que conforman el área :

TABLA #2

Nombre	Depto	posición Geográfica		Elevación (mts) S.N.M.	Kms2 totales
		Latitud	Longitud		
Huehuetenango	Huehue	15°19'18"	91°28'10"	1902	
La Libertad	Huehue	15°30'47"	91°52'09"	1600	
Sta Eulalia	Huehue	15°43'57"	91°27'37"	2505	
Soloma	Huehue	15°39'10"	91°26'06"	2270	
San Mateo Ixtatán		15°49'45'	91°28'28"	2540	
31 municipios					7417
San Marcos	S. M.	14°57'40"	91°47'44"	2398	
Malacatán	S. M.	14°54'33"	92°03'25"	353	
Tejutla	S. M.	15°07'28"	91°48'17"	2473	
Ocosingo	S. M.	14°43'19"	92°02'06"	3.71	
San J. Ojetenen	S. M.	15°14'03"	91°58'25"	3050	
San Pedro sac	S. M.	14°57'55"	91°46'36"	2330	
29 municipios					3791

Nombre	Depto	posición Geográfica		Elevación (mts) S.N.M.	Kms2 totales
		Latitud	Longitud		
Quetzaltenango	Quetzal	14°50'32"	91°31'12"	2333	
Sta María	Quetzal	14°40'50"	91°38'20"	840	
La Esperanza	Quetzal	15°52'15"	91°33'44"	2465	
Salcajá	Quetzal	14°52'45"	91°27'30"	2321	
San Mateo	Quetzal	14°51'27"	91°35'31"	2497	
24 municipios					1951
Totonicapán	Toto	14°54'40"	91°21'34"	2495	
Sta Lucia	Toto	15°07'38"	91°14'08"	1890	
Momostenango	Toto	15°02'40"	91°24'30"	2204	
Sn. Fco . El Alto	Toto	14°56'26"	91°26'24"	2599	
8 municipios					1061
Sololá	Sololá	14°46'10"	91°11'00"	2113	
Panajachel	Sololá	14°44'12"	91°09'38"	1564	
Sta. Luc. Utatlán		14°46'14"	91°16'04"	2491	
Sn. Lucas Tolimán		14°37'58"	91°08'32"	1591	
19 municipios					1061
El Quiché	Quiché	15°01'41"	91°08'38"	2000	
Sacapulas	Quiché	15°17'16"	91°05'11"	7198	
Canillá	Quiché	15°09'54"	90°51'02"	1215	
Chinique	Quiché	15°02'21"	91°01'40"	1920	
Joyabaj	Quiché	14°59'35"	90°48'26"	1433	
Sta. Cruz	Quiché	15°01'44"	91°08'56"	2021	
18 municipios					8378
Champerico	Reu	14°17'31"	91°54'37"	4.94	
San Felipe	Reu	14°37'25"	91°35'48"	614	

Nombre	Depto	posición Geográfica		Elevación (mts) S.N.M.	Kms2 totales
		Latitud	Longitud		
San Sebastián	Reu	14°33'42"	91°38'55"	311	
Sta. Cruz Mulua	Reu	14°34'52"	91°37'26"	389	
9 municipios					1860
Sn. J. el Idolo	Suchi	14°25'14"	91°10'42"	165	
Mazatenango	Suchi	14°32'02"	91°30'12"	371	
Cuyotenengo	Suchi	14°32'18"	91°34'19"	334	
Sto. T L Unión	Suchi	14°37'50"	91°24'38"	880	
20 municipios					2510

Por los variados climas de toda esta región, existen diferentes cultivos y/o productos, algunos de los cuales son de exportación y de suma importancia para la economía del país, y a la vez existen diferentes industrias en cada uno de los departamentos. El maíz y el frijol son los cultivos más importantes de la región, ya que los éstos constituyen la dieta básica de la mayoría de la población. Otro producto que ocupa gran parte de de las tareas de los ciudadanos de esta región es el **trigo**, el cual ocupa el 1% del área de la región y absorbe el 18% del área dedicada a cultivos básicos. Su producción es equivalente al 85% del total nacional.

El lo que respecta a las agroindustrias, se pueden citar las empresas dedicadas a la fabricación de productos alimenticios, elaborados a base de frutas y hortalizas, que cuentan con plantas procesadoras de capacidad intermedia de producción. También entran en esta clasificación las plantas de elaboración de productos lácteos con equipo moderno a nivel industrial localizada en Quetzaltenango (Cooperativa Xelac), y ala vez la planta de productos lácteos **PARMA**, localizada en las inmediaciones de la sub-estación de Cocales, en el depto. de Suchitepéquez.

La mayor parte de carne de res y cerdo se procesa para ser ofrecida en los mercados regionales y locales, existen algunas salchichonerías en la ciudad de Quetzaltenango que elaboran productos para el consumo local. Funcionan asimismo, molinos industriales y varios molinos pequeños en el área rural.

La fabricación de bebidas alcohólicas alcanza una producción de 31578,000 litros mensuales; la elaboración de vinos muestra un desarrollo incipiente y sólo se cuenta con pocas plantas de producción, además de una industria de cerveza en el departamento de Quetzaltenango.

Las tenerías se dedican a la curtiembre de pieles de ganado vacuno, ovino y bovino, y se localizan en Quetzaltenango, Chiantla y Tejutla. La principal actividad de estas agroindustrias es el procesamiento de pieles de ovinos con las que se fabrican forros para calzado (Badana).

La mayoría de las empresas fabriles, productoras de telas y tejidos, se localizan en el departamento de Quetzaltenango, figuran entre ellas principalmente: La fábrica Cantel, El Zepelín, Francisco Capuano e Hijos Ltda. , Hilaturas de C.A.

La región cuenta con pocos aserraderos movidos por fuerza motriz; se localizan dos en Huehuetenango, ocho aproximadamente en Quetzaltenango y uno en Sololá. Por su parte, los aserraderos de fosa son considerables, los cuales se instalan en bosques municipales o comunales.

La elaboración de prendas de vestir a nivel de sastrería, cuya materia prima la constituye telas provenientes de fábrica, es asimismo considerable, principalmente en los municipios de Sololá, Totonicapán y El Quiché. Los talleres de carpintería que producen muebles finos se localizan fundamentalmente en San Juan Ostuncalco y Quetzaltenango; en tanto que los muebles rústicos, son elaborados en gran parte en Totonicapán y Nahualá.

Estas otras industrias son las de principal importancia dentro de esta investigación, ya que son las que en su proceso de producción utilizan directamente la energía eléctrica para el proceso de elaboración de sus productos; por lo tanto, se enfocará este estudio a este tipo de industrias, y se analizará: el consumo, el factor de potencia que actualmente utilizan, la medición, etc.

b.- Ubicación de las sub-estaciones principales en cada departamento del S.R.I.O.

En cada uno de los departamentos que componen el área occidental del país existen diferentes tipos de sub-estaciones eléctricas, las cuales proveen energía al tipo de industrias mencionadas anteriormente. Y a la vez se da un listado por departamento de las sub-estaciones de mayor importancia. Su ubicación se describen en el diagrama no 1.

DEPARTAMENTO	SUB-ESTACION
Huehuetenango:	Soloma y Huehuetenango
El Quiché:	Sacapulas y El Quiché.
Totonicapán:	Pologuá y Totonicapán
Quetzaltenango:	Coatepeque, Santa María y Quetzaltenango y La Esperanza.
Sololá:	Sololá, Santa Clara y la Laguna
San Marcos:	San Marcos, Malacatán, El porvenir y Melendres.
Suichitopéquez:	Cocales y Mazatenango II.
Retalhuleu:	Brillantes, Retalhuleu y San Sebastián.

Como se puede observar en el diagrama no1 se describe el diagrama unifilar del Sistema de Interconexión Occidental de electrificación que en la actualidad posee el I.N.D.E.; se describen voltajes que se manejan en las distintas barras y la capacidad de transformación en (kVA) que poseen las distintas sub-estaciones y la interconexión entre ellas.

Cada una de las subestaciones divide los circuitos en ramales, los cuales fueron numerados en el diagrama y se presentan a continuación:

QUICHE: (13.8 kV)

- 1.- Chiché
- 2.- Quiché
- 3.- Chichicastenango
- 4.- San Pedro Jocopilas.

SAN MARCOS (13.8 kV)

- 1.- San Marcos
- 2.- San Pedro Sacatepequez
- 3.- Electrificación Rural.
- 4.- Palo Gordo.

ESPERANZA (13.8 kV)

- 1.- Quetzaltenango I (Xela I)
- 2.- Quetzaltenango II (Xela II)
- 3.- San Juan Ostuncalco.
- 4.- San Carlos Sija.
- 5.- Salcajá.
- 6.- Xela III

SOLOLÁ (34.5 kV)

- 1.- Sololá
- 2.- Panajachél
- 3.- Totonicapán

TUTONICAPÁN

- 1.- Totonicapán
- 2.- Electrificación Rural (local).
- 3.- Santa Clara (en 22 kV).

HUEHUETENANGO (13.8 kY)

- 1.- Ciudad Huehuetenago.
- 2.- La Mesilla.
- 3.- Colotenago.

34.5 kY

- 1.- Soloma
- 2.- San Antonio Huista.

MAZATENANGO II (13.8 kY)

- 1.- San Antonio Suchitepéquez
- 2.- San Gabriel
- 3.- Interconexión
- 4.- Ramal ciudad de Mazatenango
- 5.- San Francisco Sap.
- 6.- Samayac

MELENDRES (13.8 kY)

- 1.- El carmen Frontera
- 2.- Tecún Uman
- 3.- Pajapita.

COATEPEQUE (13.8 kY)

- 1.- Coatepeque I
- 2.- Coatepeque II
- 3.- Coatepeque III
- 4.- Flores Costa Cuca.
- 5.- Génova Costa Cuca.

SAN SEBASTIÁN (13.8 kY)

- 1.- Retalhuleu
- 2.- Champerico.

3.- San Sebastián

4.- Peaje

5.- Cuyotenango

COCALES (13.8 kV)

1.- Sicasa

2.- San Lucas Tolimán

3.- Patulul (34.5 kV)

MALACATAN (13.8 kV)

1.- Ciudad de Malacatán

2.- El Carmen

3.- San Pablo I

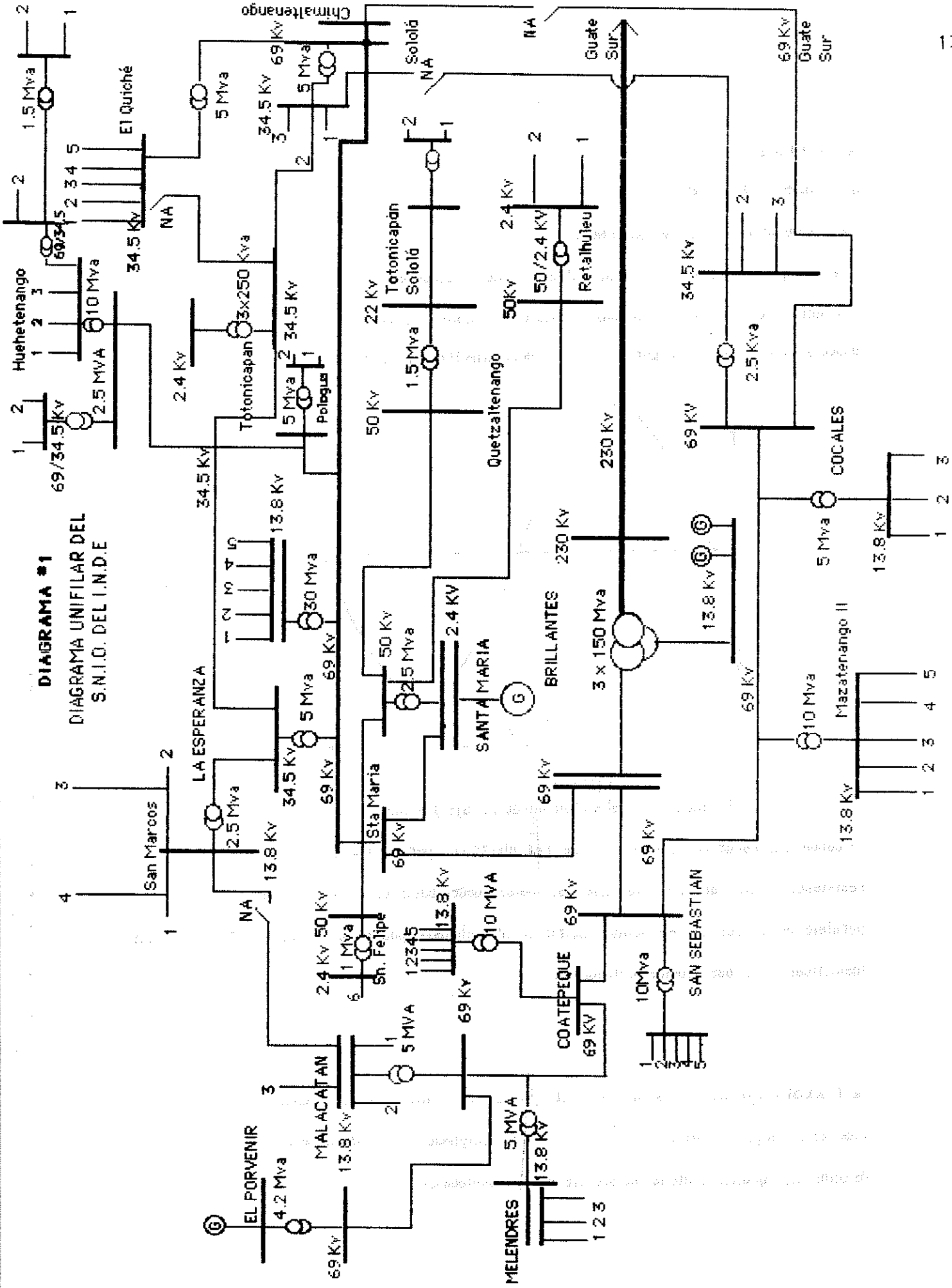
NOTA : ver diagrama no 1

Algunas de estas sub-estaciones poseen equipos de medición para la energía que manejan, entre las que destacan: La Esperanza, Huehuetenango, San Sebastián, Mazatenango II, Brillantes, Quiché, Sololá y Cocales.

Las sub-estaciones restantes no poseen equipos de medición, unas son solamente de transformación,; mientras que otras son de transformación y a la vez de generación. Si en dado caso se requiere una medición en las mencionadas sub-estaciones, se tendrán que llevar equipos portátiles para realizarla.

DIAGRAMA #1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL S.N.I.O. DEL I.N.D.E



CAPÍTULO II:**a. - MARCO TEORICO****a. - Qué es el factor de potencia**

La energía eléctrica que se suministra al usuario posee una corriente y un voltaje (de forma sinusoidal), el cual varía de un máximo positivo a un máximo negativo, (ver diagrama no 2), la cual posee un número de ciclos por segundo y se denomina frecuencia (f).

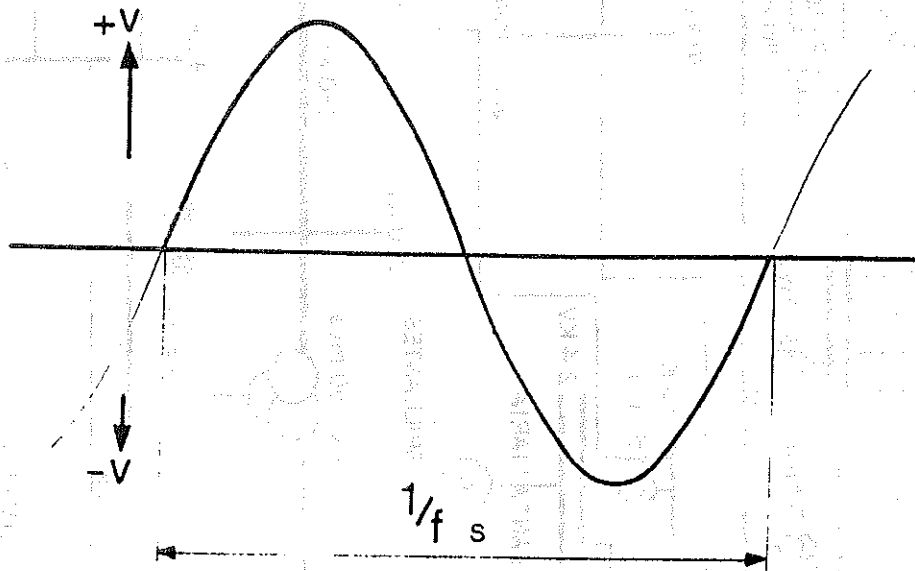


DIAGRAMA # 2

Forma sinusoidal en función de voltaje y tiempo.

Cuando una carga es conectada a una red eléctrica, por lo regular existirán tres elementos; resistencia, capacitancia e inductancia, las cuales pueden estar en diferentes configuraciones (serie, paralelo, etc.). Los tres elementos anteriormente señalados poseen distintas características que los identifican, y se describen a continuación:

a.1 RESISTENCIA: un horno eléctrico, un radiador, una lámpara incandescente de luz, etc. son todas ellas cargas resistivas. Una resistencia es designada con el símbolo **R** y se expresa en unidades de Ohm (Ω). gráficamente la resistencia es representada así:

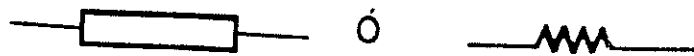


DIAGRAMA # 3

Simbolo gráfico de una resistencia

En un circuito puramente resistivo, la corriente (I) está en fase con el voltaje (V), y es una función inmediata del voltaje. Por lo tanto, si el voltaje y la corriente están en fase, tenemos que:

$$I = V/R$$

[1]

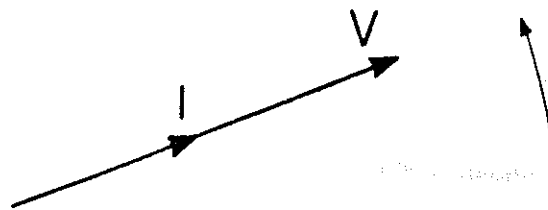


DIAGRAMA # 4

Diagrama del vector de un circuito resistivo.

Una resistencia absorbe potencia (en Watts) igual a :

$$P = VI = RI = V^2/R$$

[2]

Dependiendo del tiempo conectado que se use esa potencia, se convierte en energía, y sus dimensiones son W-h ó kW-h (donde la letra "h" es el tiempo en horas)

a.2 INDUCTANCIA: igual que la resistencia el circuito más comúnmente encontrado es el circuito inductivo. Cargas inductivas son encontradas en los bobinados, por ejemplo, en transformadores, motores, baláistros para lámparas de descarga, etc. Las inductancias son denotadas por la letra (L), y expresadas en unidades de Henrys (Hy). Gráficamente, la inductancia (o bobina) se representa así:



DIAGRAMA # 5

Símbolo gráfico de una inductancia

En un circuito puramente inductivo, la corriente **NO** está en fase con el voltaje ya que va retrasada en 90° (grados) eléctricos.

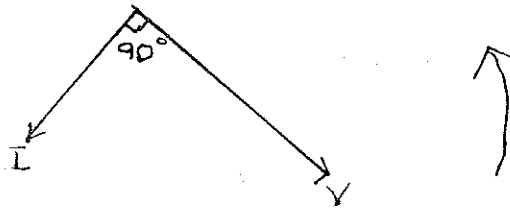


DIAGRAMA # 6

Diagrama del vector de un circuito puramente inductivo

Al pasar una corriente por un bobinado, se crea un campo magnético (Ley de Ampere); al eliminar este campo y la energía es reestablecida, no se producen pérdidas, esto es lo que sucede en un circuito puramente inductivo en que, la potencia activa es nula. No existe un consumo de energía a pesar de que la corriente ha fluído. La inductancia consume potencia reactiva, generalmente expresada en volt-amperes reactivos ó VAR.

Un circuito inductivo "puro" no existe en la práctica: los conductores de la bobina tienen una cierta resistencia y hay pérdidas en el circuito eléctrico, sin embargo, puede decirse que la inductancia consume una "pequeña cantidad" de energía activa.

a.3 CAPACITANCIA: la capacitancia es designada por la letra **C** y expresada en unidades de Faradios (F). El capacitor es el tercer tipo de carga más común que se puede encontrar en un circuito. El símbolo gráfico del capacitor es :



DIAGRAMA # 7

Símbolo gráfico de un capacitor

En un circuito capacitivo la corriente adelanta al voltaje en 90°

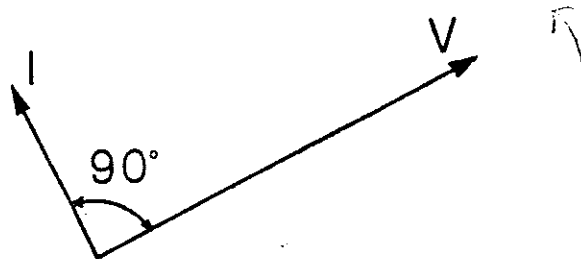


DIAGRAMA # 8

Diagrama del vector de un circuito puramente capacitivo

En un circuito puramente capacitivo, no existe consumo de energía activa aunque hay una corriente circulando. No obstante, el capacitor genera potencia reactiva expresada en volt-amperios reactivos. Del valor de la capacitancia podemos calcular la potencia reactiva.

$$Q = 2\pi fV^2$$

[3]

Por lo tanto, existirán efectos de los 3 elementos anteriormente mencionados en un circuito real, frecuentemente, tanto un consumo de potencia de los 3 distintos elementos, las cuales se describen a continuación brevemente:

a.4 POTENCIA ACTIVA: (P)

Este tipo de potencia es llamada una potencia útil o simplemente potencia, similar a la potencia consumida por una resistencia; su unidad de medida se expresa en Watts.

a.5 POTENCIA REACTIVA: (Q)

Es la potencia que utilizan los motores, transformadores y en general todos los dispositivos eléctricos que hacen uso del efecto de un campo electromagnético (inductancias), para la generación del campo magnético; dicha potencia es expresada en volt-amperios reactivos (VAr).

a.5 POTENCIA APARENTE: (S)

Es la resultante de la suma vectorial de la potencia activa y reactiva, su unidad de medida es el kVA como lo demuestra el siguiente diagrama:

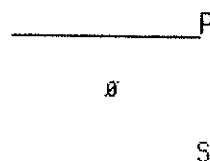


DIAGRAMA # 9

Triángulo de potencias

Al coseno del ángulo (ϕ), que forma la potencia activa (P) con la potencia aparente (S), se le llama **factor de potencia (F.P.)**, debido a que representa la relación existente entre la potencia real consumida (P) o potencia activa y la potencia aparente (S) que llega a un consumidor. Es decir:

$$\cos \phi = P/S$$

$$P = S \cos \phi$$

siendo

$$S = P^2 + Q^2$$

[4]

de lo cual

$$F. P. = P / \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{ó} \quad [5]$$

$$F. P. = \cos \theta$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien el factor de potencia, y queda medido éste en tanto por ciento, o sea el porcentaje de la potencia real o activa consumida, con relación a la potencia aparente.

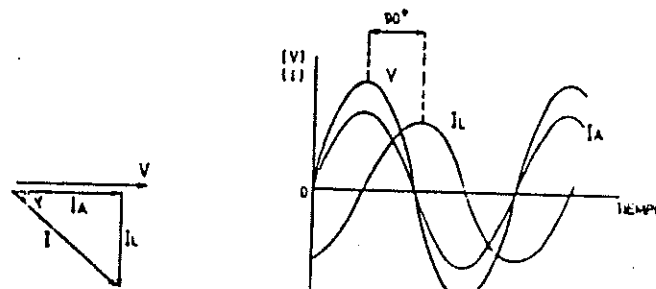


DIAGRAMA #10

Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

En la diagrama no 10 puede verse claramente que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L , mayor será el ángulo θ y por consiguiente, más bajo el factor de potencia en una instalación industrial; esto implica un consumo alto de corrientes reactivas y por lo tanto, **un riesgo de incurrir en pérdidas extensivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución**. Esto puede traducirse en la necesidad de usar cables de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación, transformación y distribución si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos ya existentes.

Para tal efecto, las compañías que generan energía eléctrica deberán instalar medidores (cuando se trata de altos y medianos consumos), que mida efectivamente la energía activa y reactiva, tomando como base a los consumidores que estén arriba de **300 kVA** (Ver Pliego Tarifario vigente Cap. IV).

Asimismo se debe tomar en cuenta que la energía que el usuario declare, ésa le será servida, con el objeto de evitar pérdidas por transformación cuando el banco de transformadores esté sobredimensionado en relación con lo declarado en el contrato de servicio que el cliente ha adquirido con el I.N.D.E.

b. FORMAS DE MEDIRLO

La inversión y los costos de producción de electricidad dependen de la cantidad de energía demandada, pero también de los niveles de potencia demandada por el consumidor. En resumen, las compañías generadoras de energía eléctrica tienen que medir el nivel de potencia en el cual esta energía será consumida.

Así que hay que considerar solamente cargas impuestas durante períodos largos, las cuales son aquellas que puedan modificar el equilibrio termodinámico de la instalación; la determinación de la **demanda máxima de potencia** se basa regularmente en un período de integración en los medidores eléctricos de aproximadamente 15 minutos o 30 minutos, por ciclo de medición.

Para determinar el medidor más adecuado en usuarios que se les mide la demanda, existen muchos factores que se deberán de interrelacionar, como: Banco de transformadores y conexión de entrada de energía, voltaje, clase de medidor autocontenidos o utilizando transformación de energía en la medición (CT'S y PT'S) consumo de energía, tipo de base, número de fases etc., lo cual se describe en su forma más simple de la siguiente manera:

b.1 MEDICION EN CIRCUITOS DE UNA SOLA FASE: el método más simple es medir la potencia (usando un wattmetro) usando para esto la corriente y el voltaje

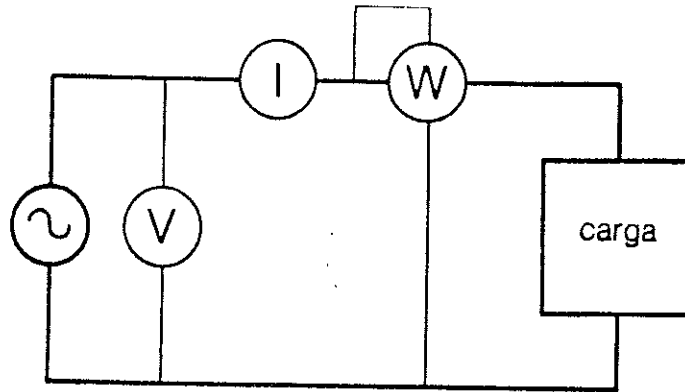


DIAGRAMA #11

Medición del Factor de Potencia en un circuito de una sola fase.

$$\text{Entonces, tenemos: } \cos \vartheta = \frac{PW}{V \cdot I} = \frac{P}{V \cdot I} = \frac{P}{S} \quad [6]$$

Otro método es usar un medidor de fase tipo Brüger. Este es un dispositivo con dos armazones cruzados y sin acción de resorte para el indicador. El punto asumirá una posición arbitraria (medidor) en su posición de descanso.

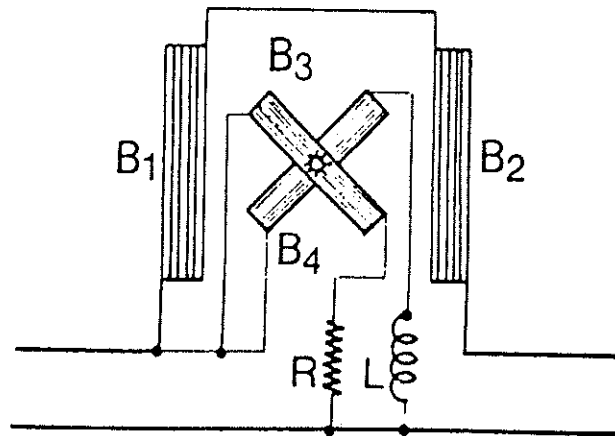


DIAGRAMA #12

Principio de un medidor de fase tipo Brüger.

El principio de operación del medidor Brüger consiste en dos embobinados B1 y B2 fijos a través de los cuales fluye la corriente total. El flujo afectará los dos embobinados móviles, los cuales están montados perpendicularmente uno encima del otro. El primero se alimenta a través de un circuito resistivo y el segundo a través de un circuito inductivo. Ambos están conectados al voltaje de la red B1 y B2 crean un flujo en fase con la corriente, B3 un flujo en fase con el voltaje y B4 un flujo retrasado del voltaje en 90° . En equilibrio, la posición del brazo es una función del ángulo entre la corriente y el voltaje, por ejemplo, la escala de α es graduada en el $\cos \alpha$. Debe aclararse que la lectura es sólo válida para una frecuencia.

b.2 MEDICIÓN DE UN CIRCUITO TRIFÁSICO:

a.- MÉTODO DE LOS DOS WATTMETROS: es un circuito trifásico balanceado; dos wattmetros pueden ser conectados de acuerdo con el siguiente diagrama

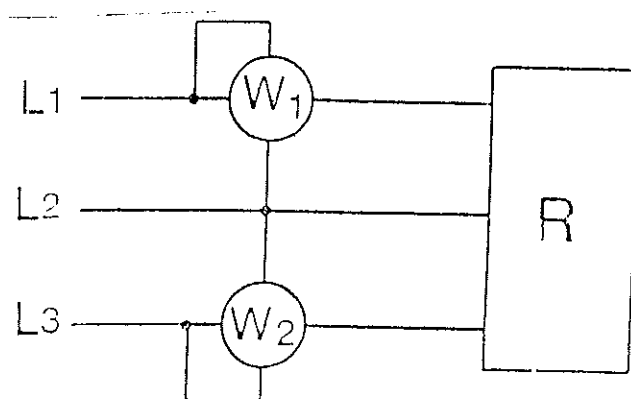


DIAGRAMA # 13

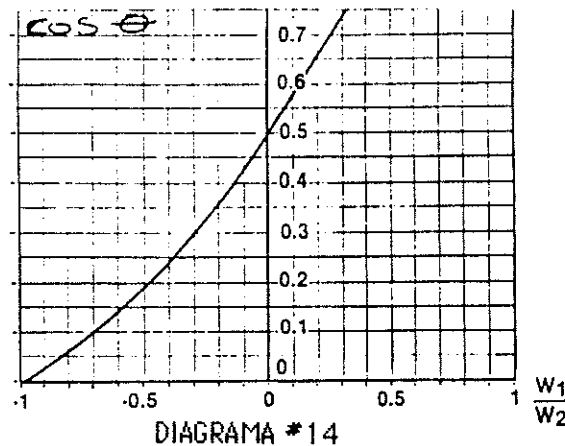
Método de los dos Wattmetros

Es muy importante realizar las conexiones correctas, de tal forma que si un instrumento deflexiona en la dirección equivocada, las conexiones de su bobina de corriente deben de ser interconectadas y la lectura tomada como un valor negativo. La suma de las lecturas de los dos wattmetros W1 y W2 dan la potencia disipada en la carga; la relación de esas dos lecturas resultan del retraso del voltaje-corriente, con lo cual tenemos:

$$\operatorname{tg} \theta = \sqrt{3} (W_1 - W_2) / (W_1 + W_2) \quad \text{ó} \quad [7]$$

$$\operatorname{COS} \theta = 1 / \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \theta}$$

Con el método gráfico cuyo diagrama no 14 se ilustra a continuación, y es posible encontrar el valor del coseno θ como una función de la relación de W_1/W_2 .



Cos θ como una función de W_1/W_2

- MEDIDOR DE POTENCIA ACTIVA:

Es muy importante distinguir entre energía y otro factor común, potencia. Potencia es la velocidad con la cual el circuito eléctrico ejecuta el trabajo. Esta se expresa en unidades llamadas vatios o más comúnmente, en miles de vatios o kilovatios.

Energía es la potencia multiplicada por el tiempo. Por ejemplo, si la potencia en un circuito es de 2 kilovatios y esta potencia es utilizada durante tres horas, el total de energía consumida es $2 \times 3 = 6$ kilovatios-hora. El consumo de energía eléctrica se mide por el contador de vatios-hora y se registra en éste, de tal forma que la Empresa Eléctrica puede cobrar al consumidor a tantos centavos de quetzal por kilovatio-hora.

Básicamente el contador de vatios-hora consta de un disco rotador, un electromagneto, un imán permanente, cojinetes, engranajes y carátula registradora.

El electromagneto está enrollado con dos bobinas. Una de ellas es de voltaje y una de corriente (diagrama # 15). Cuando el contador se energiza, solamente una corriente pequeña fluye en la bobina de voltaje, la cual está conectada a través de las líneas y toda la corriente debida a la carga fluye a través de la bobina de corriente. Al paso de la corriente en estas bobinas, se establece un campo magnético o flujo magnético (diagramas 16 y 17). Estos campos magnéticos inducen unas corrientes pequeñas (llamadas corrientes de remolino o de focault) en el disco. Estas corrientes de remolino establecen a su vez su propio campo magnético. Esta combinación de flujos o campos magnéticos obran recíprocamente uno con el otro, de tal forma que el disco se ve forzado a rotar en una dirección solamente, lo cual es determinado, (el sentido de giro) por la conexión del medidor que puede girar en sentido inverso a las agujas del reloj o en sentido correcto.

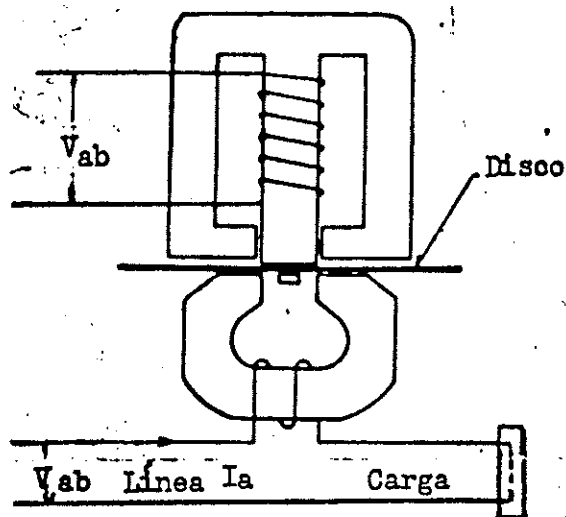


DIAGRAMA # 15

circuitos magnéticos y bobinados del estator

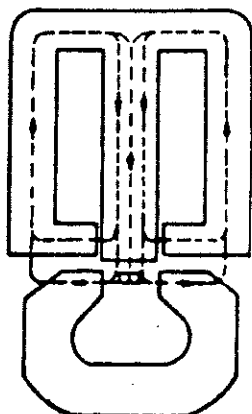


DIAGRAMA # 16

flujo producido por la
bobina de voltaje

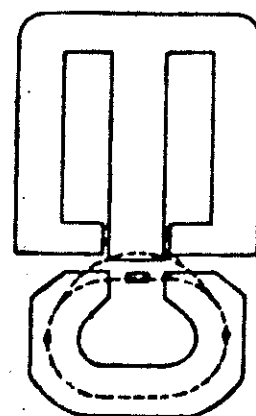


DIAGRAMA # 17

flujo producido por la
bobina de corriente

El sistema de cojinetes que detiene al disco debe tener prácticamente una fricción de cero, para que el contador sea exacto y tenga una larga vida. El diagrama no 18 ilustra claramente el sistema de cojinetes.

El I.N.D.E. acepta un máximo de **% de error de fricción del ± 2 %**.

Con las bobinas de energía y voltaje energizadas y sin fricción, el disco se impulsará y principiará a rotar aumentando su velocidad progresivamente, por lo que es necesario proveer de un aparato de freno para retardar la velocidad del disco, y está sea proporcional a la potencia que está utilizando. El aparato de freno es un imán permanente a través del cual el disco también rota.

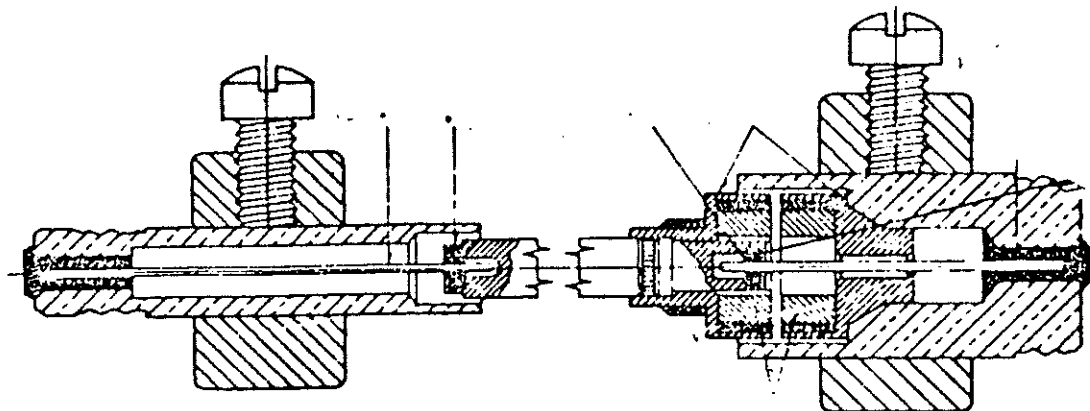


DIAGRAMA # 18

Detalles de la ubicación de los cojinetes

b.- USO DEL FACTORIMETRO DE TRES FASES: el principio es idéntico al usado para el medidor de una sola fase. La bobina de corriente es conectada a una fase, las dos bobinas móviles son conectadas entre esta fase y las otras dos. De esta forma, ambos circuitos son resistivos cuando el cambio de fase entre los voltajes en el sistema trifásico es usado. El factorímetro indicará un factor de potencia inductivo o capacitivo ($\cos \theta$), que depende de la secuencia de fase (dirección de rotación).

c.- MEDICION EN 3 FASES CON CIRCUITO DESBALANCEADO: en tal circuito, el FP es diferente en cada fase. Para medir el FP, es necesario medir separadamente, en cada fase de la carga, la potencia, corriente y voltaje. Si el neutro de una carga conectada en estrella (Y) es inaccesible, la medición es imposible de hacerse. En forma similar, si una de las cargas conectadas es Delta y las fases no pueden ser desconectadas para la medición, es imposible medir el FP en las fases. Sin embargo, para la carga total de la red, es posible medir las potencias activa y reactiva y de esos valores obtener promedio del FP.

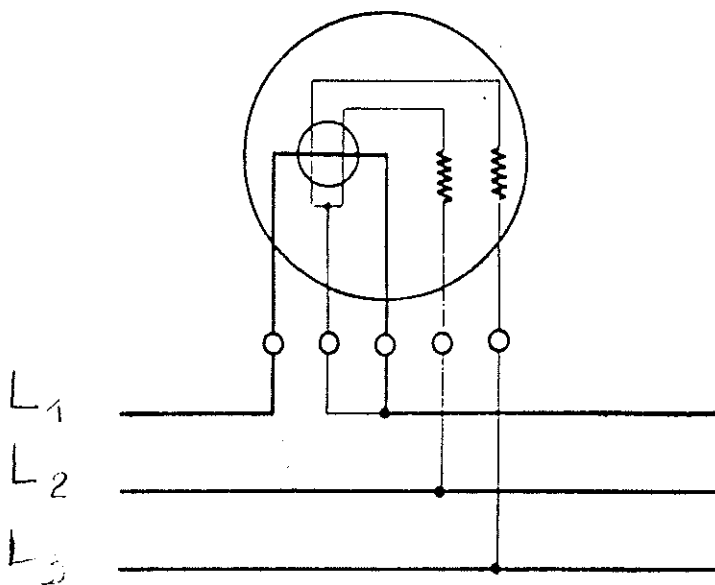


DIAGRAMA *19

Diagrama de un medidor de energía Reactiva

DISPOSITIVO ELECTRONICO SENCILLO DE MEDICION: la señal de corriente en un transformador de corriente en una fase y la señal de voltaje de las otras dos fases (reducido por dos resistencias) son transformadas por un puente rectificador cargado sobre un diodo zener. Se obtiene una señal, aproximadamente rectangular así generada, sincronizándola con la señal medida y teniendo una amplitud máxima constante (umbral del diodo zener).

El I.N.D.E. posee una norma, la cual indica que, al pasar de un banco de transformadores **300 kVA, DEBERA USARSE, medición en alta tensión con PT's y CT's.**

Cuando el circuito es resistivo, el dispositivo de medición recibe una señal positiva durante una mitad de onda y una señal negativa durante la otra mitad y no se desvía. La aguja puede ser ajustada al centro de la carátula.

La desventaja de este dispositivo es que está referido al paso de la onda de corriente cero y la medición será afectada por las armónicas.

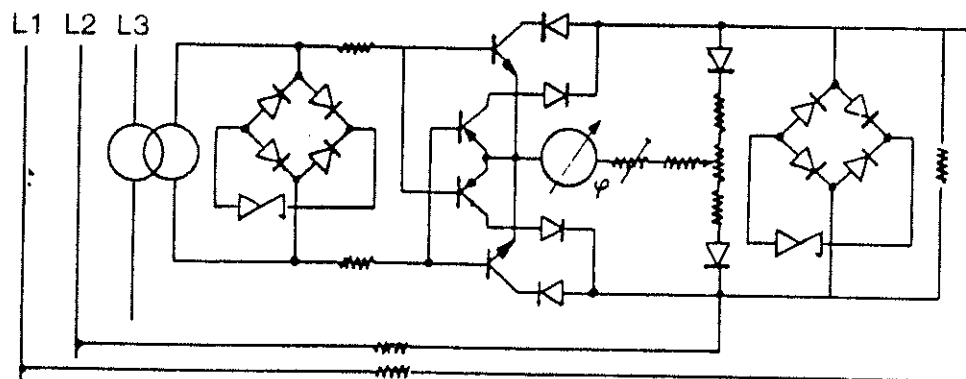
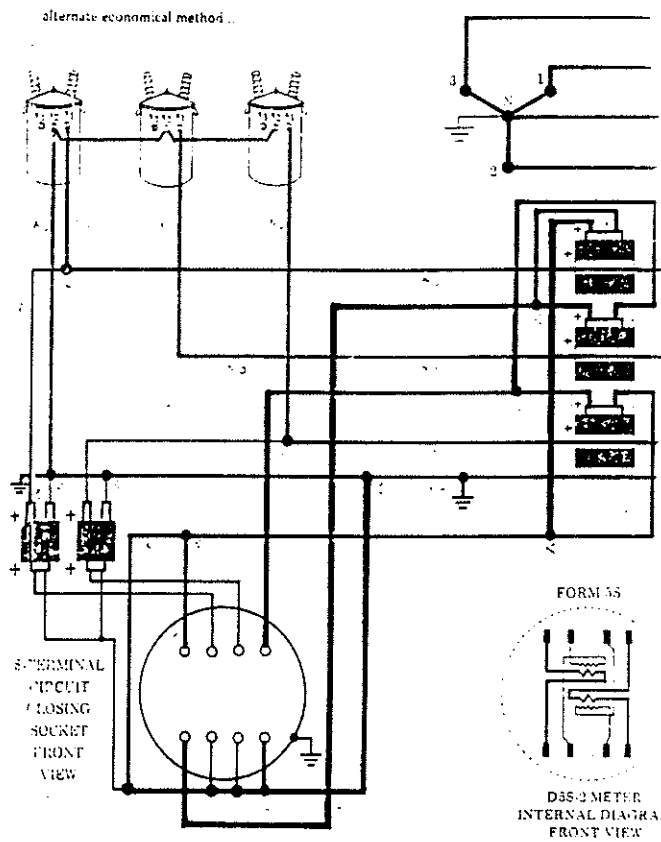


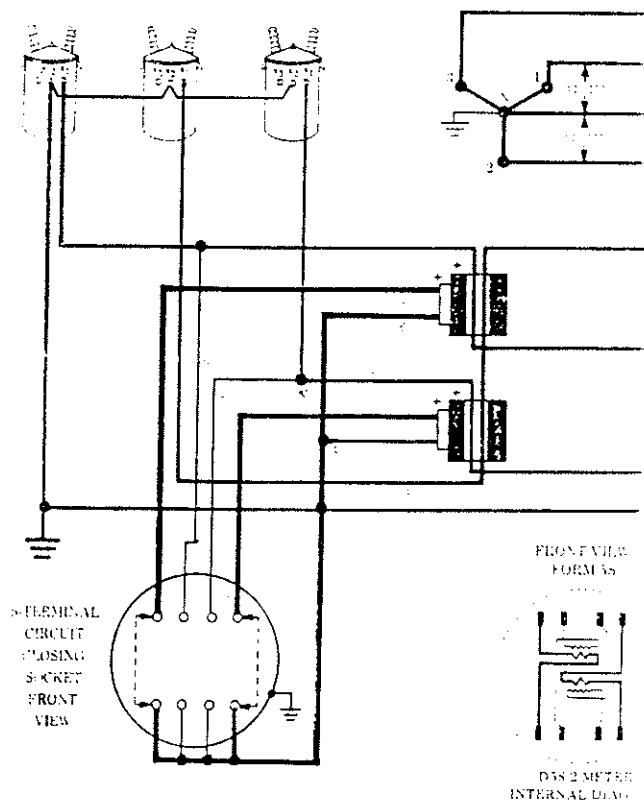
DIAGRAMA # 20

Principio de un dispositivo electrónico de medición

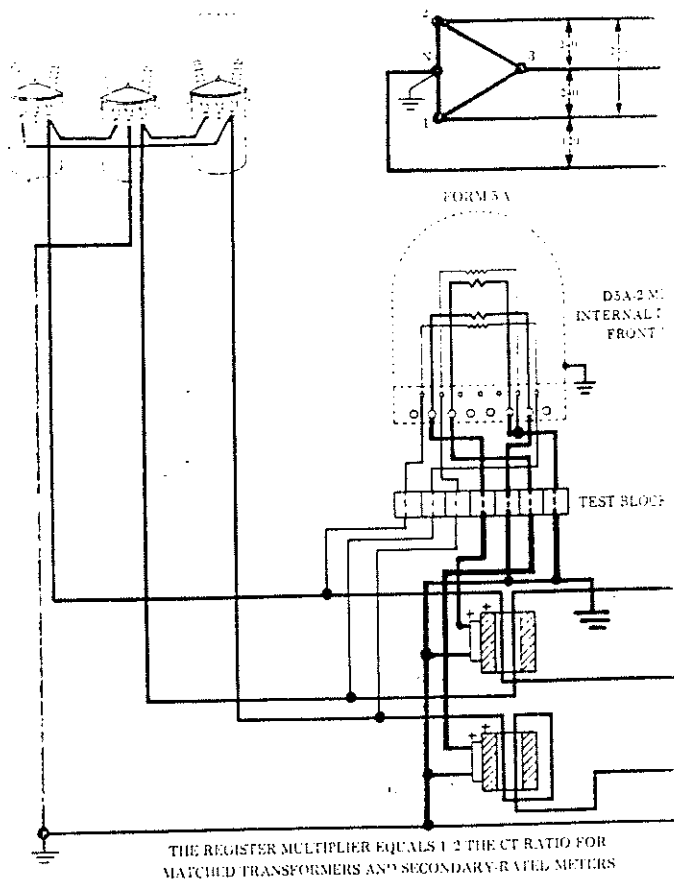
A continuación, se describirán las conexiones más usuadas para conexiones de 3 y 4 cables, ya sea en Y ó Δ , con 2 ó 3 CT'S y 2 ó 3 PT'S, los cuales se describen para los tipos de contadores que actualmente se encuentran en el S.R.I.D.



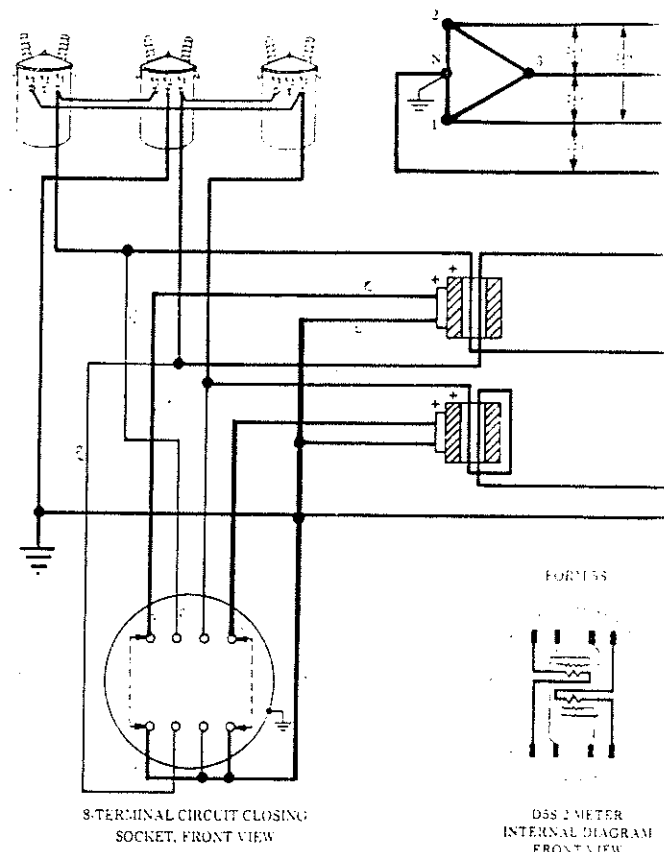
Conexión Y para medición
en un circuito con
3 CT's y 2 PT'S 4 alambres



Conexión Y para medición en un
circuito con 3 CT'S y 4 Hilos.



Conexión Delta para medición
con 2 CT'S y 2 PT'S 4 hilos



Conexión delta para medición con un circuito de 3 PT'S 4 hilos

C.- FORMAS DE MEJORAR Y OPTIMIZAR EL FACTOR DE POTENCIA

Después de haber analizado los distintos elementos y factores que tienen relación con el F. P. y su medición, se tratará también de cómo mejorarlo en rasgos generales, aunque después se explicará más detalladamente en el capítulo V

PROBLEMAS QUE OCASIONA UN BAJO FACTOR DE POTENCIA:

Una carga que consuma mucha potencia reactiva tiene un bajo factor de potencia; es el fenómeno eléctrico que puede suceder en condiciones más frecuentes. Para una potencia consumida constante, el FP más bajo, la potencia aparente será más alta y también más alta la cantidad de corriente en la red.

Con un factor de potencia igual a 0.5, la cantidad de corriente con la misma carga será dos veces la corriente útil. Con un factor de potencia igual a 0.9 la cantidad de corriente, será un 10% más alta que la corriente útil, etc.

Y así para una potencia constante, la cantidad de corriente de la red se incrementará o disminuirá en la medida que el factor de potencia disminuya o aumente respectivamente. Esto significa que los transformadores y conductores en la distribución estarán sobrecargados, y por ende las pérdidas en ellos se incrementarán **en proporción al cuadrado de la corriente por efecto Joule.**

Esto por supuesto es real en todos los puntos de la red, tanto del lado de alta como de baja tensión.

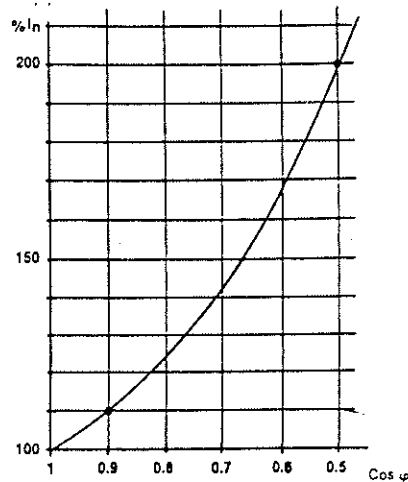


DIAGRAMA # 21

La corriente nominal es afectada por el $\text{Cos } \phi$

Se ha visto la considerable influencia que el factor de potencia tiene sobre el valor de la corriente demandada en el sistema. Este punto en que se aumenta la corriente ocasionará muchas desventajas para el usuario industrial, pues tendrá repercusiones financieras. Esas costosas desventajas pueden situarse en cuatro categorías:

1.-Aumentar las pérdidas por efecto joule, las cuales son una función del cuadrado de la corriente, por ejemplo

- Los conductores, entre el medidor y el usuario, deberán de ser de mayor calibre.
- Los embobinados de los transformadores de distribución, se recalentarán.
- Los dispositivos de operación y protección deberán ser de mayor amperaje que el nominal y por lo tanto de mayor precio.

2.-Aumento en la caída de voltaje, resultando un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.); estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida. En esta caída de voltaje, se afectan también a:

- Los embobinados de los transformadores de distribución

- Los cables de alimentación
- Sistemas de protección y control.

3.- Las instalaciones no pueden ser usadas a toda su capacidad, pues resultan un alto costo de la depreciación. Esto es particularmente importante en el caso de transformadores de distribución.

4.- Esas desventajas también afectan al productor y al distribuidor de energía eléctrica. Es completamente comprensible, sin embargo, que el (el productor y/o distribuidor) debe penalizar al usuario que no hace uso correcto de su energía, haciendo que el mismo la corrija o pague por la energía eléctrica que consume de más, por tener un mal factor de potencia.

PERDIDAS EN LOS CABLES:

Para la misma potencia activa transmitida, una mejora en el factor de potencia significa una reducción en la corriente principal. Para un conductor dado, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. Para mejorar el factor de potencia de un valor inicial de $\text{Cos } \theta 1$ a un valor $\text{Cos } \theta 2$, las pérdidas $I^2 R$ en watts pueden ser reducidas por un factor. (K)

$$K = \frac{[1 - \text{Cos } \theta 1]^2 \times 100}{(\text{Cos } \theta 2)^2} \quad \text{en } \% \quad [8]$$

Donde:

K = factor de pérdidas.

Vemos que una mejora del $\text{Cos } \theta 1$ de 0.6 reduce las pérdidas en 44% y una mejora de 0.6 a 1.00 resultará en una reducción del 64%. **Aunque esos factores sean bien conocidos, poca atención se le ha dado para mejorar el aspecto económico de un sistema eléctrico.**

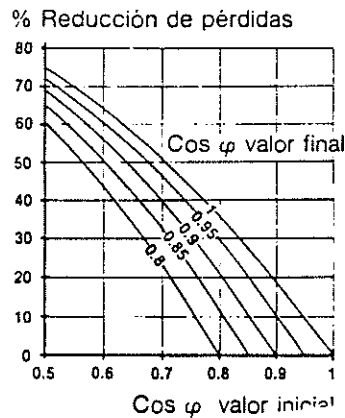


DIAGRAMA # 21

Pérdidas en los cables en función del cos ϕ

El cálculo económico es tan simple como se muestra a continuación:

Supongamos que tenemos una instalación que alimenta a un grupo de bombas.

El motor posee las siguientes características 37 Kw a 380 V., y tiene un FP = 0.72

El cable alimentador de 35 mm de diametro, con una longitud de 180 m. La instalación está en servicio 480 horas/mes.

-¿Cuál es el ahorro anual en kWh cuando el factor de potencia es mejorado de 0.71 a 0.95?

1.- Determinación de la corriente de fase; aplicando la ecuación [2]

$$P = \sqrt{3} V I \cos \phi \Rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3} V \times \cos \phi}$$

$$a.) \text{ Con } \cos \phi = 0.72 = \frac{P}{\sqrt{3} V \cdot \cos \phi} = \frac{37.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0.72} = 78 \text{ Amp}$$

$$b.) \text{ Con } \cos \phi = 0.95 = \frac{37000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0.95} = 59 \text{ Amp.}$$

Por lo anterior, se nota una conducción de 19 amperios innecesaria en los conductores, lo que implica no solo pérdidas, sino una inversión en protecciones de mayor tamaño.

2.- Resistencia del cable (por fase).

La tabla para las pérdidas del cable dan para 35 mm 0.0005 Ω/m. Resistencia total 0.09 Ω

(remitase a la tabla del diagrama # 22)

Resistencia a 20°C en alambre de cobre electrolítico					
La tabla siguiente muestra los valores de resistencia en ohms por metro de acuerdo a las especificaciones V D E o de acuerdo a las regulaciones internacionales para muestras con sección transversal uniforme					
DIAMETRO mm	AREA DE SECCION mm ²	PESO KG KM	RESISTENCIA EN ohms/m		
			DE ACUERDO A V D E		DE ACUERDO A ESTANDARES
			ALAMBRE DE COBRE SUAVE	ALAMBRE DE COBRE ESTIRADO EN FRIÓ	
0.05	0.00198	0.017	8.949	9.276	8.796
0.10	0.00785	0.070	2.234	2.316	2.196
0.20	0.3142	0.280	0.558	0.579	0.549
0.30	0.07068	0.829	0.248	0.257	0.244
0.40	0.1257	1.12	0.140	0.145	0.137
0.50	0.1964	1.75	0.0893	0.0926	0.0878
0.60	0.2827	2.52	0.0620	0.0643	0.0610
0.70	0.3848	3.43	0.0456	0.0472	0.0448
0.80	0.5027	4.47	0.0348	0.0362	0.0343
1.00	0.7854	6.99	0.0223	0.0227	0.0220
1.13	1	8.9	0.0175	0.0179	0.0172
1.12	1.31	10.07	0.0155	0.0158	0.0152
1.38	1.5	13.35	0.0117	0.0119	0.0115
1.5	1.767	15.73	0.00993	0.0101	0.00978
1.78	2.5	22.3	0.00702	0.00714	0.00690
2	3.142	28	0.00558	0.00568	0.00549
2.26	4	35.6	0.00439	0.00447	0.00431
2.6	5.309	47.3	0.00330	0.00336	0.00325
2.76	6	53.4	0.00292	0.00298	0.00287
3	7.069	62.9	0.00248	0.00253	0.00244
3.2	8.042	71.6	0.00218	0.00222	0.00214
3.4	9.079	80.8	0.00193	0.00197	0.00190
3.57	10	89	0.00175	0.00179	0.00172
4.52	16	142.4	0.001100	0.001116	0.001075
5.63	25	222.5	0.000702	0.000715	0.000688
6.87	35	311.5	0.000502	0.000510	0.000491
7.97	50	445	0.000351	0.000357	0.000344
11.00	95	845.5	0.000185	0.000188	0.000181

DIAGRAMA # 22

Tabla de resistencia de alambres de Cobre.

3.- Pérdidas Térmicas

a.) Con $\cos \phi = 0.72$ tenemos:

$$P = 3 \times RI = 3 \times 0.09 \times (78)^2 = 1,643 \text{ W} \quad (a)$$

b.) Con $\cos \phi = 0.95$

$$P = 3 \times 0.09 \times (59)^2 = 940 \text{ W} \quad (b)$$

Por lo tanto se puede observar con base en los datos obtenidos anteriormente que existe una diferencia de 703 W, entre a y b

4.- Diferencia en consumo anual de energía

$$kWh = \frac{(\Delta P) (\text{Horas/mes}) (*\text{meses})}{1000} \quad [9]$$

Aplicando la ecuación anterior:

$$kWh = \frac{703 \times 480 \times 12}{1000} = 4050 \text{ kWh.}$$

Este ahorro representa el 2% de la cantidad consumida, solamente por rubro mínimo de "pérdidas en el cable"

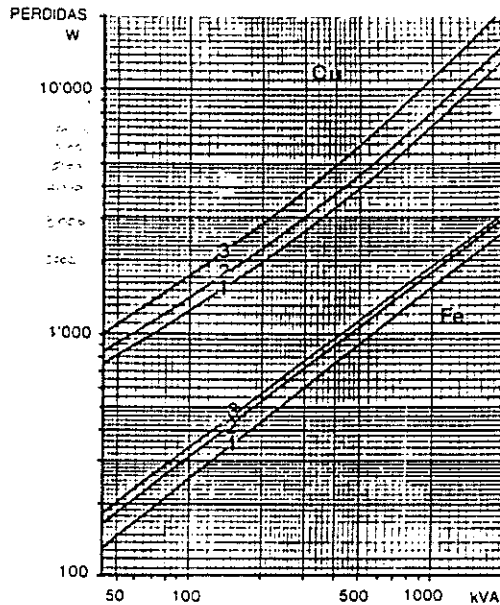
$$\frac{703}{37000} \times 100 = 2.0 \%$$

PERDIDAS EN UN TRANSFORMADOR:

Las pérdidas en un transformador son de dos clases diferentes:

- Pérdidas en el entrehierro (núcleo) y pérdidas en el bobinado (cobre)
- Las pérdidas en el núcleo corresponden aproximadamente a la potencia disipada en el transformador bajo condiciones sin carga.

Las pérdidas en el cobre varían con el cuadrado de la corriente y están directamente relacionadas con el factor de potencia. Las pérdidas totales son iguales a las pérdidas en el núcleo más las pérdidas en el cobre a plena carga, corregidas por la relación de las potencias al cuadrado y la carga dada dividida por la potencia a plena carga.



3 = Transformador con pérdidas normales.

2 = Transformador con pérdidas bajas.

1 = Transformador con pérdidas extrañas.

DIAGRAMA* 23

Valores de las pérdidas del núcleo y del embobinado de los transformadores en función de su salida nominal.

Supongamos que tenemos un transformador de 500 kVA dando 300 kW con un factor de potencia de 0.7

2

$$\text{Las pérdidas son: } 1150 + 600 \left(\frac{300}{0.7 \times 500} \right) = 5588 \text{ W}$$

donde:

1150 W son las pérdidas en el hierro del transformador

600 W con las pérdidas en el cobre del transformador.

Si el factor de potencia puede ser mejorado en la unidad, las pérdidas pueden ser reducidas a 3310 W, y una ganancia de $(5588 - 3310) = 2278$ W puede lograrse. Suponiendo un tiempo de trabajo de 480 horas por mes, la reducción de pérdida anual será:

$$2.278 \times 480 \times 12 = 13,075 \text{ kWh.}$$

CAIDA DE VOLTAJE EN UN TRANSFORMADOR

Un transformador tiene una resistencia primaria, una resistencia secundaria y una inductancia (de fuga) sobre el primario y sobre el secundario.

En la práctica, una prueba de corto circuito es hecha; en esta prueba se determina el valor del voltaje primario (expresando un porcentaje del voltaje nominal), necesario para dar la corriente nominal sobre el lado secundario cortocircuitado. Este valor puede variar dependiendo del tipo de transformador entre 2 y 12 %.

Esto está generalmente alrededor del 5 % para transformadores de distribución. El voltaje de corto-circuito es usada para determinar el valor relativo de la caída de voltaje resistivo (promedio r) y la caída de voltaje inductivo (Promedio s).

En la práctica, la caída de voltaje relativo (en %) es siempre más pequeña que el voltaje de corto circuito. Esta caída de voltaje está directamente relacionada con la corriente. También cambia, asumiendo corriente constante con el factor de potencia. Con el factor de potencia bajo, la caída de voltaje es más alta. Si el circuito es capacitivo, el voltaje de salida del transformador se incrementará.

Caída de Voltaje

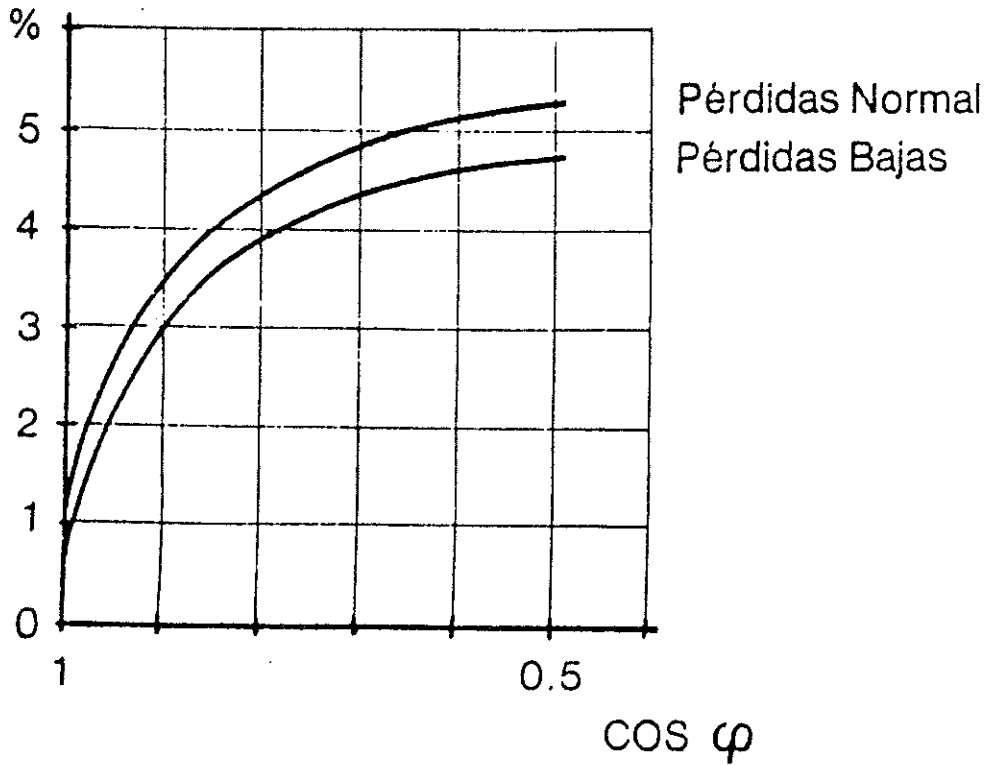


DIAGRAMA * 24

Caída de voltaje en los transformadores

CAIDA DE VOLTAJE Y CAPACIDAD MAXIMA DE CABLES:

Supongamos que una línea de transmisión está eléctricamente construida de una resistencia y una inductancia en serie (cerca de 0.4 a 0.9 Hg por metro). La caída de voltaje en tal línea es dada, una primera aproximación por la siguiente fórmula:

$$\Delta V = I (R \cos \phi + \omega L \sin \phi)$$

[10]

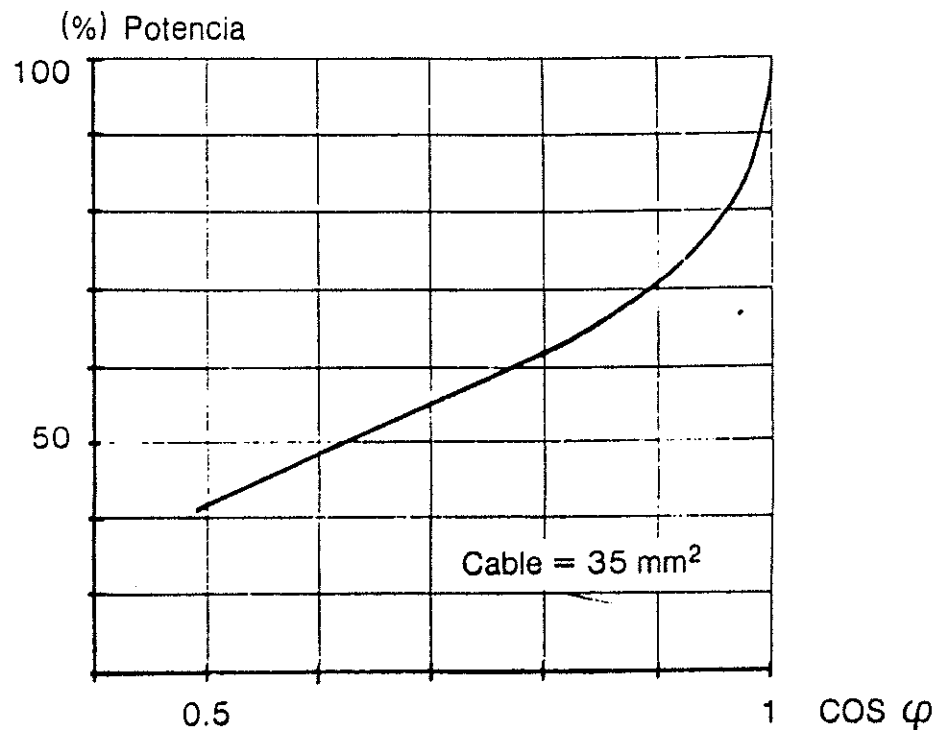


DIAGRAMA * 25

Caída de voltaje en cables.

Para una red trifásica en donde la caída de voltaje máxima permitida en $n\%$, la potencia máxima que puede ser transmitida es :

$$P = \sqrt{3} V I \cos \varphi$$

$$\Delta V = \frac{nV}{\sqrt{3}}$$

[11]

Donde

N = Porcentaje de caída de voltaje en un conductor regularmente entre 5 y 10 %

V = Voltaje

I = Corriente

P = Potencia

Lo cual da como resultado:

$$P = \frac{nV}{R + \omega L \operatorname{tg} \varphi} \quad [11]$$

En la práctica, el valor n está entre 5 y 10 %

Iniciando con $\operatorname{Cos} \varphi = 0.4$ la capacidad de la línea aumenta casi linealmente hasta el valor $\operatorname{Cos} \varphi = 0.8$, de ahí aumenta aún más rápidamente. Como puede notarse, la potencia transmitida para una caída de voltaje dada, puede ser duplicada cuando mejoramos el $\operatorname{Cos} \varphi$ de 0.65 a 1.00

POTENCIA APARENTE LIBERADA EN EL TRANSFORMADOR:

La potencia que puede ser liberada de un transformador está expresada en kVA donde la potencia máxima corresponde, en un voltaje dado a la corriente máxima. Esta es la máxima potencia aparente que un transformador puede entregar. Pero el requerimiento es para potencia activa. Un transformador es entonces mucho mejor utilizado cuando el factor de potencia de la carga está cercano a la unidad.

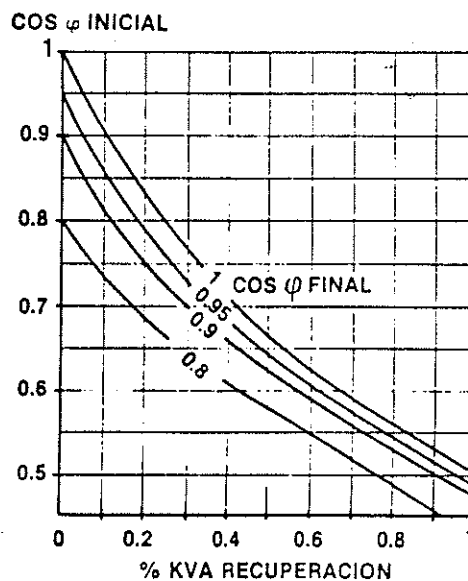


DIAGRAMA * 26

Recuperación de potencia en un transformador

La potencia aparente extra aprovechable mientras se mantiene la misma potencia activa, puede ser expresado por:

$$kVA = kW \left(\frac{1}{\cos \phi 1} - \frac{1}{\cos \phi 2} \right) \quad [12]$$

lo cual nos da en forma gráfica y por kW de carga la potencia aparente recuperada.

Un transformador de 400 kVA, con una carga de 200 kW con un factor de potencia $\cos \phi = 0.5$, está cargado a su máximo. Si el factor de potencia puede ser mejorado a 0.8, otros 150 kVA serán aprovechables. Y si el factor de potencia puede ser mejorado en otro paso hasta 1.00, otros 50 kVA se aprovecharán. Esto muestra qué importante es mantener el factor de potencia en la salida del transformador tan cerca a la unidad como sea posible.

En resumen, para proporcionar la potencia reactiva en cables principales y a través de transformadores de alto voltaje, la compañía de electricidad debe también generar su potencia reactiva en sus máquinas.

Esto significa que las máquinas deben ser sobre dimensionadas o que los capacitores de potencia para alto voltaje deben ser instalados. **Es por esta razón que las compañías de electricidad deberían de cargar a las tarifas más altas cuando el factor de potencia es bajo.**

a.) Conociendo la energía reactiva:

El medidor instalado en la industria del usuario, indica generalmente

- La energía activa usada (kWh)
- La energía reactiva usada (kVArh)

de lo que se deduce:

$$\cos \varphi = \frac{\text{kWh}}{\sqrt{\text{kWh}^2 + \text{kVA}^2}} \quad [13]$$

ó

$$\text{Tg } \varphi = \frac{\text{kVA}}{\text{kWh}}$$

Algunos países se refieren al valor de $\cos \varphi$ y de igual forma al valor $\text{tg } \varphi$ para penalizar con cantidades, si $\cos \varphi$ es menos que un cierto valor. Una bonificación es dada algunas veces si el $\cos \varphi$ excede a un valor dado, normalmente 0.9. Esto significa que a más bajo factor de potencia, el usuario tiene que pagar más por cada kWh usado.

b.) CONOCIENDO LA POTENCIA

El sistema instalado en la fábrica del usuario, comprende:

- Medición de la energía activa usada (kWh)
- Medición de la potencia aparente (kVA)

Es necesario conocer el período durante el cual la fábrica está en operación, a fin de determinar el $\cos \varphi$, el cual está hecho para referencias en las fórmulas precedentes.

Con la explicación anterior respecto al factor de potencia, se quiere resaltar la importancia de su medición, no sólo para las compañías generadoras de energía eléctrica, sino para el propio consumidor, que al tener el conocimiento de lo que en realidad está consumiendo, desglosado en los distintos parámetros, podrá tomar acciones para el consumo más eficiente de la energía eléctrica.

CAPÍTULO III

a.- Equipos existentes en el I.N.D.E. para medición directa ó indirecta:

Existen varios tipos de aparatos de medición entre los cuales se poseen 4 a 5 medidores manuales, los cuales son utilizados por la división de medición, y poseen la capacidad de medición de parámetros como kVAh, kV, amperios, FP (el cual lo posee solamente dos que pueden hacer esta medición directamente), y el resto de aparatos de medición, designados para esta función, no fueron programados para realizar dichas mediciones, así como algunos multímetros para obtener voltajes y amperajes instantáneos a la hora de realizar algún tipo de medición en un ramal ó industria específica. En las sub-estaciones más importantes, como la Esperanza, Brillantes, Huehuetenango, se posee medición directamente en la sub-estación de kV, kVA, amperios solamente y muy raramente el de factor de potencia. Pero en ninguno de los casos se le ha tomado importancia necesaria ni la interpretación adecuada, ya que dichas mediciones no son utilizadas para un cobro de energía, por lo tanto, no se toman lecturas en las sub-estaciones de las mismas. A la vez para la descripción de cada uno de ellos, no es un factor determinante para este estudio. Por lo tanto no se han listado dichos equipos.

b.- Operación de los equipos de medición del factor de potencia:

Los Equipos de medición de factor de potencia suelen ser de 2 tipos **indirectos ó directos**, según sea el caso; **a continuación se describirán los medidores indirectos.**

b.1 A través del consumo global de energía: el factor de potencia de cualquier instalación industrial suele sufrir variaciones, cuya magnitud depende de los equipos instalados en la misma y de los horarios de trabajo. Por consiguiente, es preciso que en cada caso particular, se determine claramente bajo qué condiciones es conveniente medirlo.

Cuando la carga alimentada no esté sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede ser práctico medir el factor de potencia medio, definido por la expresión siguiente:

$$\cos \theta = \frac{\text{kWh}}{\sqrt{(\text{kWh})^2 + (\text{kVAh})^2}} \quad [1]$$

siendo en la formula anterior:

kWh = Kilowatts-hora consumidos durante un mes.

kVArh = Kivoltios amperios reactivos-hora consumidos durante un mes.

Las magnitudes de kWh y kVArh, suelen venir especificadas en los recibos mensuales de cobro de energía eléctrica, y en un futuro no muy lejano, dichos recibos especificarán directamente el factor de potencia medio (la E.E.G.S.A. implementará este sistema en sus recibos de cobro en muy poco tiempo, ya que en la actualidad el cobro por bajo factor de potencia del sector industrial ya se está dando en el área de la capital de Guatemala).

Si durante las horas de trabajo, se suelen presentar grandes variaciones de carga y especialmente, si las cargas variables proceden de equipos de distinta naturaleza, puede resultar más conveniente el medir el factor de potencia a plena carga y posteriormente, determinar los kVAr capacitivos necesarios para corregirlo, bajo estas mismas condiciones.

b.2 Con un medidor directo del factor de potencia (Factorímetro): en este caso se puede medir el factor de potencia, de una forma directa y simultáneamente, medir los kilowatts consumidos a plena carga. Esta segunda magnitud nos servirá después para calcular los kVAr capacitivos necesarios para corrección del factor de potencia.

b.3 Con un medidor de potencia activa y medidor de potencia reactiva: se determinan los valores de potencia activa y reactiva a plena carga, tomándolos de las mediciones realizadas. Se calcula entonces el factor de potencia, a través de la fórmula [1]

b.4 Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva: se hace una lectura simultánea de ambos instrumentos de medición durante un cierto intervalo de tiempo, en condiciones de plena carga. El factor de potencia se determina por medio de la formula [1] y la potencia activa; a plena carga se determina dividiendo la energía activa medida por el tiempo tomado como intervalo de la lectura.

b.5 Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro: se mide la potencia activa, en condiciones de plena carga, por medio del vatímetro. En las mismas condiciones, se mide el voltaje entre fases "V" y el amperaje por fase "I", por medio de la siguiente fórmula:

$$KVA = \sqrt{3} (KV) I \quad [2]$$

donde:

KVA = Kilovoltios-ampere.

KV = Kilovoltios.

I = Corriente.

A la vez se calculan los kVA consumidos a plena carga y por la siguiente fórmula se obtiene el factor de potencia

$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA} \quad [3]$$

donde:

$\cos \theta$ = Factor de Potencia.

b.6 Método de los dos vatímetros: se conectan ambos instrumentos de medición en la forma que indica el diagrama * 27 y se toman las lecturas de KW1 y KW2, en condiciones de plena carga. Se calcula a través de la siguiente relación

$$k = \frac{KW1}{KW2} \quad [4]$$

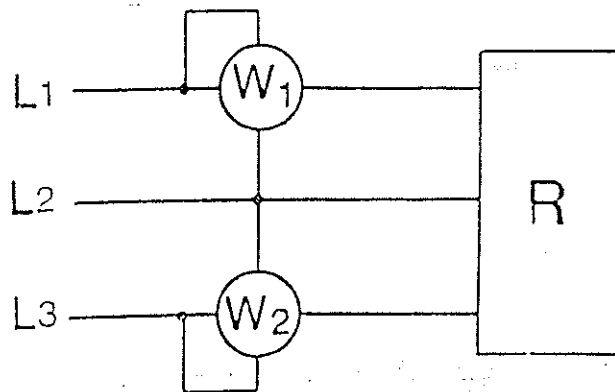


DIAGRAMA * 27

que puede resultar positiva o negativa, según como sean los signos respectivos de las magnitudes KW1 y KW2, calculándose el factor de potencia por medidor de la siguiente expresión:

$$\cos \theta = \frac{1 + k}{2 \sqrt{(1 - k)^2 + k^2}} \quad [5]$$

La potencia activa total, a plena carga será

$$KW = KW1 + KW2. \quad [6]$$

d.- TIPOS DE MEDIDORES EXISTENTES

DESCRIPCIÓN GENERAL DE APARATOS DE MEDICIÓN

El análisis anterior de los aparatos de medición son algunos de los cuales se utilizan dentro del I.N.D.E., que miden indirectamente el parámetro del factor de potencia en las subestaciones, además de que algunos miden los kW, kVA, etc. en algunos casos, y que a la vez son aparatos de mano y su medición es puntual o instantánea, y de poca exactitud.

Dentro de los equipos de medición que se poseen actualmente en el mercado local y que tiene en uso la E.E.G.S.A. y el I.N.D.E., hay distintas clases de equipo, los cuales poseen infinidad de datos a la hora de realizar una medición; entre los más importantes están los parámetros de kW-h, kVA-h, kW, Kw ac, * de resets, Perfil de carga, angulamiento, etc.

Con estos datos la empresa generadora de energía puede saber el rendimiento del consumo de energía del usuario e incluso saber cuando posee alguna falla. Además de las características anteriormente mencionadas, existen equipos modernos electrónicos, que dan parámetros como:

factor de potencia, voltajes y corrientes de fases, ángulos a los cuales están dichos voltajes y corrientes, e incluso fallas que pueda tener el sistema.

Todo este tipo de información proporcionada por los medidores, pueden ser programados a través de computadoras o hand-help (programador manual) con los cuales se le da al equipo la versatilidad de mostrar la información que nosotros deseamos, e incluso se puede obtener un historial por tener capacidad de memoria y comunicación con otros aparatos semejantes.

A continuación, les presentaremos los medidores más modernos que hoy por hoy existen dentro del mercado y que actualmente se están utilizando principalmente por la E.E.G.S.A. para consumidores que posean bancos de transformadores mayores de **300 kVA**. por mes. Este tipo de medidores pueden ser colocados en industrias de grandes consumos y los que se tengan conocimiento de un bajo factor de potencia.

Dentro de estos equipos, existe una gran gama de marcas comerciales, así como distintas formas de medición del factor de potencia de cada uno de ellos, teniendo en cuenta que dicha medición será más real mientras mas cerca de la carga que consume la energía esté el medidor. Los transformadores de medida de cualquier valor de voltaje y relación viene identificado con un punto de polaridad, generalmente vienen indicados con un punto blanco o con las letras H1; esto indicará que es el bobinado primario, ya que el bobinado secundario viene marcado por las letras X1. Es recomendable que para obtener una correcta medición y que a la hora de facturar sea lo que se esté consumiendo el usuario, es de verificar las polaridades tanto en el primario como en el secundario estén en un orden adecuado, ya que si un CT queda invertido el sentido del flujo será inverso, y el medidor no dará una lectura inadecuada e inclusive destrucción del mismo. Para calcular la relación de CT'S, deberá de considerarse que el rango de medida esté en un 20 % arriba del cálculo real obtenido por datos de placa del transformador de distribución ó potencia y/o medidas de campo. Dentro del I.N.D.E., la mayoría de los medidores son como los mencionados anteriormente, pero últimamente se ha adquirido este tipo de medidores, los cuales poseen una gama de parámetros de medición que los anteriormente mencionados.

Para tal efecto, existen ciertas recomendaciones en lo referente a este tipo de medidores modernos, las cuales se describen a continuación:

Lo primero que hay que realizar a la hora de adquirir un medidor de este tipo es leer detenidamente el manual de instrucciones y/o operación, para comprenderlo a cabalidad, para que así se pueda sacar el mayor provecho del medidor y no solamente sea tomado como un medidor más de consumo de energía o contador general de los que actualmente existen en el I.N.D.E.

Dentro de las recomendaciones que da el fabricante, está es determinar un lugar adecuado para la ubicación de los medidores, la cual puede ser Industrial, sub-estaciones, etc., las cuales vendrán especificadas según las características del medidor en mención, y cada una según de su objetivo principal de medición tienen ciertas especificaciones del mismo que deberán tomarse en cuenta, tales como:

- Formas de colocación del medidor.
- Rangos de voltaje y/o corriente que se pueden ingresar a los distintos medidores.
- Rangos de exactitud.
- Condiciones de referencia para rangos de exactitud.
- Burdens por elemento.
- Pruebas dieléctricas.
- Flujos de potencia bidireccional.
- Si es para intemperie o no, etc.

Con esto se quiere dar a entender que cada medidor, dependiendo de las características que dé el fabricante para el punto de medición, tipo de medición, ambiente, etc. deberán tomarse muy en cuenta sus especificaciones, y que estén de acuerdo con lo que se desea para el punto de medición.

Al hacer una instalación de cualquier clase de medidor, existen ciertos lineamientos generales que se deberán hacer antes, durante y después de la instalación, los cuales se describen a continuación.

1.- Inspección del medidor. Esto se realizará cuando el instrumento es nuevo. Se deberá tomar en cuenta que todas las partes que conforman dicho medidor sean comparadas con la placa de características antes de cualquier instalación, ya que si existiera algún tipo de daño o falta de algún elemento, deberán reclamarse inmediatamente a la fábrica matriz.

2.- Selección de la ubicación del medidor. En este punto, se deberán de tomar en cuenta las temperaturas de operación; el ambiente de trabajo (si es a la intemperie o bajo techo); y comparando con las especificaciones de trabajo del medidor, ya que de lo contrario el aparato no está trabajando en sus condiciones óptimas, por lo tanto, los datos que de él se obtendrán podrán tener un margen de error superior que si se instalará en un lugar adecuado a las características del mismo.

3.-Conexiones de servicio. Cada medidor posee ciertas conexiones, las cuales pueden ser internas o externas que el operador y/o instalador deberá realizar, según lo que se desea realizar y del tipo de medidor que se desea intalar. Para esto algunos medidores poseen distintas secciones o módulos, los cuales son designados y conectados, según las funciones que el usuario desea que el medidor realice. Entre las más frecuentes (standar) para esta clase de medidores, se encuentran los siguientes:

- a.- Módulo de transformación (estándar)
- b.- Módulo de fuente de poder (estándar)
- c.- Módulo de conversión análogo-digital.(estándar)
- d.- Procesador de registro.(estándar)
- e.- Módulo de pantalla. (estándar)

Cada uno de los mencionados anteriormente, poseen su importancia dentro del medidor y como se mencionaba anteriormente según del uso del medidor, así serán utilizados. Para entender un poco más acerca de dichos módulos, éstos serán explicados brevemente a continuación.

a.- Módulo de transformación: dicho módulo es el designado para transformar tanto el voltaje y/o corriente en parámetros, los cuales se puedan sensar investigar y guardar en el medidor. Dicha transformación la realiza internamente a través de puentes rectificadores, transformadores, filtros, etc., los cuales nos darán una señal, más limpia y clara como el medidor pueda entender y realizar su trabajo.

b.- Módulo de fuente de poder: este módulo es encargado de mantener activa la memoria del medidor, pese a que el medidor no posea energía para trabajar, además de conservar el programa que previamente fue grabado en el medidor, para realizar las funciones que el usuario desea que éste realice. En otras palabras, es una fuente auxiliar de poder que en el momento en que por el medidor no pase ninguna energía, pueda por lo menos mantener en memoria los últimos datos. En algunos aparatos modernos de medición, dicho módulo posee las siguientes funciones:

- b.1 Provee de 40 a 64 kbytes de RAM estático para guardar en memoria los datos a intervalos de tiempo.
- b.2 Nos da un tiempo real para realizar las actividades de medición asignadas al equipo de medición, tales como a cada cuánto debe de tomar ciertas lecturas o cuáles deberá de tomar en cuenta, etc.
- b.3 Provee una batería para retener información y ser almacenada en la memoria de RAM estático, aun cuando la energía no exista en el medidor.

c.- Módulo de conversión análogo-digital: en este módulo su función principal es la de convertir una señal digital a una análoga para que los componentes internos del medidor puedan interpretar adecuadamente los datos recabados por el mismo, cuando el medidor posea ambos sistemas.

d.- Módulo de procesador de registro: su función principal es poseer los registros de las distintas mediciones realizadas por el aparato y presentarlas, o grabarlas para luego ser evaluadas por el usuario del aparato de medición.

e.- Módulo de pantalla: es el módulo encargado de mostrar en pantalla de litio las diferentes medidas realizadas por el medidor, además de dar algunos mensajes de auto diagnóstico del mismo. Las mediciones que realizan el aparato pueden variar su frecuencia, según del tipo de contabilidad de energía que se quiera hacer; regularmente se realizan cada **15 minutos**.

Prosiguiendo con el estudio de estos medidores, se deberán de tomar en cuenta ciertas pruebas previas a su utilización, algunas de las cuales son realizadas en fábrica, mientras que otras son realizadas en el campo a la hora de la instalación; estas pruebas serán también una base para poder calibrar y ajustar los medidores, según lo determine el fabricante y la aplicación que se desea para el mismo.

Para realizar algunas de estas pruebas, será necesario tener algunos elementos clasificados, entre los cuales podemos mencionar :

- a.- Cargas fantasmas.
- b.- Un waththorometro portátil.
- c.- Un adaptador de prueba de pulso.
- d.- mesa de calibración.

Con estos se podrán simular cargas y algunas otras circunstancias para así poder calibrar adecuadamente, que es el método actualmente usado en el Sistema Occidental del I.N.D.E.

Después de haber seleccionado el medidor adecuado para la aplicación, el lugar , y también de realizar las respectivas pruebas previas tanto de fábrica como de campo, y haber calibrado y ajustado dicho aparato, para las mediciones deseadas en el punto, existen algunas consideraciones de mantenimiento, que se deberán de tomar en cuenta, a la hora de surgir algún tipo de problema en el medidor, y realizar alguna revisión al medidor, como por ejemplo, la revisión de la batería, la conexión de la misma; si posee autodiagnóstico, con base en lo descrito en el manual por el fabricante, debe dar una solución al problema.

Algunos medidores modernos poseen programados los elementos de autodiagnóstico, que facilita el trabajo a la hora de que surja algún tipo de problema o falla; según de la gravedad de la falla, se podrá clasificar en 2 grandes grupos fatales y no-fatales. Los no-fatales podrán tener una solución que se podrá implementar en el campo, pero los fatales tendrán que retornar el aparato a fábrica para su reparación, o sustitución total.

Un módulo opcional que poseen algunos medidores es el de comunicación a distancia entre aparatos similares al mismo, el cual se está manejando mucho en la actualidad, con módulos centrales y hasta una computadora a través de un de sus modulos llamado **MODEM**, el cual convierte las señales de medidor en unas señales capaces de poder transmitirse a través de las líneas telefónicas, lo cual nos dará la posibilidad de una comunicación desde cualquier punto donde se encuentre una línea telefónica. Este es el principio que se puede utilizar para el sistema M-scada que la E.E.G.S.A. está comenzando a implementar.

También se mencionó que se pueden comunicarse a computadoras a través de cables de conexión de 9 y 24 pines, llamados comúnmente RS232 con lo cual, con la información recabada en la memoria de los medidores, se podrá expresar ya sea en gráficas o tablas para una mejor interpretación de los resultados obtenidos. Para este tipo de conexiones, varía según del tipo de medidor, por lo tanto, se deberán de consultar los manuales del fabricante y así obtener dicha información.

En lo que respecta a la operación de los medidores, podemos mencionar lo siguiente: los medidores modernos poseen tres características importantes, los cuales forman parte del modem de pantalla, las cuales son:

- 1.- Módulo normal.
- 2.- Módulo de prueba de campo
- 3.- Módulo alternativo.

Estos se describen brevemente a continuación:

El módulo normal es el que en el medidor muestra los distintos datos medidos por él, por ejemplo kWh, kW, kVA, kVArh, FP, los cuales realizan los medidores regularmente cada 15 minutos y son almacenados en la memoria del medidor, después de haberlos mostrado en pantalla. Dichos datos, como se mencionó anteriormente, pueden ser recabados a través de una computadora, teniendo el conocimiento adecuado para realizarlo y poder así interpretar el resultado que se desee por medio de medidas instantáneas en un período de tiempo dado, o transmitidos, hacia una central de datos.

El módulo de prueba de campo ó alternativo : los datos de registro están guardados y el medidor acumula los datos de energía y demanda para hacer registros de pruebas de campo. Durante las pruebas de campo, en algunas marcas de medidores cualquiera de ambos modulos el normal y el alternativo pueden ser accesibles. Este módulo a la vez funciona como un auto chequeo dentro del aparato similar a un auto diagnóstico, y revisión, cada uno de los componentes, y así, cuando se encuentra un problema en cualquier modulo lo detectará y, en caso contrario, dará señal para que el medidor opere.

El módulo alternativo : este tipo de medidores se refiere cuando existan algunas características opcionales, que se pueden adaptar al medidor y así poder explotar en mayor proporción los medidores, en lo referente a los parámetros de medición.

Dentro de sus operaciones básicas de estos medidores en general, existen varios sistemas, en primer lugar de auto defensa (si el voltaje es mayor que el rango de operación, etc) y en segundo de señalización; por ejemplo, el de batería baja, el tipo de dato de la medición a realizarse (kW, kVA, FP, etc), además funciones de memoria. Este tipo de medidores regularmente toman datos cada 15 minutos y los van almacenando en su memoria. El operador o lector del medidor al final de un período de tiempo de medición, por ejemplo un mes extrae dichos datos de las distintas mediciones y después por medio de un sistema de reset elimina toda la información y limpia para recabar nueva información para dicho período de tiempo.

Otra característica de este tipo de medidores es que todas las mediciones dadas por él posee un multiplicador, el cual tiene que ser programado previo a su instalación, que deberá de ser multiplicada por todas las medidas para obtener la medida real; cada medidor posee su propio multiplicador, el cual es dado por la relación de CT'S y PT'S utilizados.

El mantenimiento de estos equipos en realidad es casi cero, ya que por su configuración y uso no sufre ningún tipo de desgaste. Sólo se tiene que tener el cuidado a la hora de su instalación y de toma de datos de medición.

La mayoría de estos medidores, dentro del manual de operación, poseen una sección o capítulo, el cual es exclusivamente para la resolución de problemas sencillos; regularmente en inglés se les llama "troubleshooting", lo cual es una muy buena guía a la hora de que surja algún tipo de problema en el medidor.

Otro detalle que debe de tomarse en cuenta a la hora de adquirir un medidor es el consumo mínimo que este registra, para que al momento de instalarlo, necesite unos pocos kW para que comience a medirlos

Resumiendo, se puede decir que a la hora de utilizar cualquier tipo de medidor se deberán de tomar en cuenta, las recomendaciones del fabricante, para su correcto uso, las cuales se encuentran en el manual de operación, y deberán de leerse y comprenderse en un alto porcentaje para obtener un mejor provecho del medidor.

A continuación, se muestran una serie de tablas, las cuales indican la forma de conexión que depende del tipo de servicio que el usuario solicite.

4.2 TIPOS DE MEDIDORES UTILIZADOS EN EL S.R.I.O.

A continuación, se presenta una tabla de los contadores tanto domiciliarios como industriales, de los más utilizados en el Sistema de Interconexión Occidental

CLASE	VOLTAJE [#]	FASES [#]	HILOS	AMPERIOS	
				DE PRUEBA	MODELO
100	120	1	2	15	M-1A
100	120	1	2	15	FX221
100	120	1	2	15	1-70-S/1
100	120	1	2	15	F-72
100	120	1	2	15	C2X
100	240	1	3	15	E4S
<hr/>					
100	240	1	3	15	M-2S
100	240	1	3	15	FM-2S
100	240	1	3	30	ESDS DEMANDOMETRO
100	240	1	3	30	FM2S DEMANDOMETRO

ó también se puede interpretar como a continuación se muestra:

TIPO DE SERVICIO	TIPO DE MONTAJE	AMPERAJE DE PRUEBA	CLASE	CONEXION
1.- 1 fase 3 líneas	S/A	15/30	100/200	Auto Contenido y en demanda
2.- 1 fase 2 líneas	S/A	15	100	Auto Contenido y en demanda
3.- 3 fases 3 líneas	S/A	15/30	100/200	DELTA
4.- 3 fases 3 líneas	S/A	15/30	100/200	Network y DELTA
5.- 3 fases 4 líneas	S/A	15/30	100/200	Network y DELTA
6.- 3 fases 4 hilos	S/A	15/30	100/200	Estrella (2 y 3 estatores) Y - Δ con CT'S y/o PT'S

7.- 3 fases 4 hilos	S/A	2.5	10 ó 20	Estrella (2 y 3 estatores) Y - Δ con CT' y/o PT'S
---------------------	-----	-----	---------	---

NOTA: S = Socket

A = Base (sobre Poner).

TIPO DE SERVICIO	MAX KVA	VOLTAJE	ESCALA COMPLETA EN KV	AUTO CONTENIDO CON DEMANDA	ESTATORES
1).- 1 fase 3 líneas	24/48	120/240	Hasta 48	AC/CD	1/2
2).- 1 fase 2 líneas	24	120	-----	AC	1
3).- 3 fases 3 líneas	48/96 96/192	240/240/ 480/480	48/96/96/112	CD	2
4).- 3 fases 3 líneas	24/48	120/208	24/48	AC/CD	2
5).- 3 fases 4 líneas	48/96 96/192	240/240/ 480/480	48/48/96/192	CD	2
6).- 3 fases 4 hilos	36/80 72/160	120/240/ 277/480	36/240/72/144	CD	2-1/2

NOTA:

AC = sin demanda

CD = Con Demanda.

MEDIDORES TRIFASICOS
CON DEMANDOMETRO

CLASE	VOLTAJE	# HILOS	CONEXIÓN	AMPERIOS DE PRUEBA
200	240	4	DELTA	30
200	240	4	DELTA	30
CLASE	VOLTAJE	# HILOS	CONEXIÓN	AMPERIOS DE PRUEBA
200	240	4	DELTA	30
100	240	4	DELTA	15
200	480	4	DELTA	30
100	120	4	ESTRELLA	15
20	240	4	DELTA	2.5
20	480	4	DELTA	2.5
10	120	4	MONOFASICO	2.5
100	240	4	DELTA	15

CAPÍTULO IV

FORMAS DE COBRO EN DISTINTAS INSTITUCIONES DE SERVICIO ELECTRICO

El rubro energético más costoso es la electricidad. La generación de energía eléctrica necesita mayor inversión de capital y considerables gastos de operación. Debido a esto, las empresas de energía eléctrica (en este caso el I.N.D.E.) han elaborado programas de tarifas (Pliegos Tarifarios), que tienden a conseguir una justa tasa de retorno del capital invertido.

A los usuarios se les cobra normalmente de acuerdo con estas tarifas que se basan en la demanda máxima, el **factor de potencia**, y el consumo de energía. Existen dos formas para regular las tarifas por venta de energía.

1.- El sistema o método que se basa en los informes contables y presupuestos (el que se utilizaba antiguamente en el I.N.D.E.) Lo incorrecto de este método es que existe variación de unos a otros consumidores, y como se tendió a tergiversar dicha información, ésta fué desechada.

2.- El sistema ó método de costo marginal. Este se basa en los costos de venta de energía a los consumidores respecto a la generación, transmisión y servicio de la energía eléctrica a cada uno. Actualmente la tarifa unificada de Centro América (T.U.C.A.) se basa en los costos marginales y a ella está adscrita el I.N.D.E. Así podemos decir que el costo marginal de electricidad es el precio de hasta el último kilovatio-hora consumido más un cargo por ajuste de combustible. Este costo es exclusivo de cualquier demanda de carga. Los costos marginales se elaboran con base en la información sobre las tasas tarifarias prevalecientes que se obtienen durante una auditoría energética. Asimismo, se les puede cobrar un cargo fijo por medidor o por usuario para cobrar los costos de administración de la empresa. En muchos casos, las empresas eléctricas cargan o acreditan a los usuarios un ajuste por combustible según de si los actuales costos del combustible son mayores (o menores) que los costos proyectados incluidos en la estructura de tasas tarifarias como se mencionó con anterioridad.

El cargo por demanda máxima está basado en la máxima tasa de consumo contante a lo largo de un periodo dado de tiempo. En general, el período de tiempo es de **15 o 30 minutos**. La demanda se

mide normalmente en kilovatios (Kw) ó kilovoltios-ampierios (Kva). El cobro es usualmente el costo por unidad de demanda, que es demominado Kilowatt (Kw)

En los clientes industriales, las cargas eléctricas capacitiva o inductiva, se pierde una parte de la energía eléctrica generada y transmitida por la empresa eléctrica (I.N.D.E.), ya que esta parte de energía es empleada en la formación de campos eléctricos o magnéticos que necesita la máquina para funcionar (Energía reactiva), la cual no es convertida en trabajo, (Energía activa). Como se vio con anterioridad, un bajo **factor de potencia**, indica un alto consumo de energía reactiva (usualmete 0.85 en atraso) que la empresa debería penalizar al usuario, ya que la Empresa Eléctrica está obligado a generar mayor cantidad de energía reactiva, la cual no es cobrada adecuadamente. Actualmente el I.N.D.E. no realiza esta penalización, aun cuando está contenida en el pliego tarifario, debido a que algunas veces no cuenta con el equipo de medición del factor de potencia adecuado y otras simplemente no se toma la medición de dicho parámetro.

Los cargos por consumo se basan en la cantidad de electricidad usada en términos de kilovatios-hora. Los cargos se evalúan frecuentemente a un costo consumo de energía, con una reducción en la cantidad cobrada por el consumo cuando es superior a un nivel establecido . A medida que una empresa eléctrica genera más electricidad, el del costo por unidad producida disminuye hasta cierto punto; de ahí el uso de la tasa por bloques o global.

Al establecer una tasa tarifaria, la empresa de servicio eléctrico estima lo que tiene que gastar en combustible para generar electricidad. Desafortunadamente, los precios en que basa sus cálculos cambian muy a menudo, de modo que la empresa transfiere este cambio en la forma de un ajuste de cobro.

La mayoría de pliegos tarifarios se basan en varios métodos de cobro, y las escalas de los cobros difieren, dependiendo del tamaño y tipo de la instalación; por ejemplo, a las instalaciones industriales y comerciales se les cobra usualmente diferentes montos por demanda y consumo (ver pliego tarifario) . Dentro de los sectores, existe más de una tasa tarifaria bajo la cual una instalación puede comprar energía eléctrica. Esto es debido a que la energía consumida por la industrial, difiere de un consumo domiciliar por la cantidad de energía que se necesita con un consumo instantáneo que necesite

por los distintos tipos de cargas en cada uno de los consumidores, ya sean estos capacitivos, resistivos o inductivos.

Los métodos de cálculo, como se mencionó anteriormente, dependen del consumo de energía, del voltaje al cual se consume, etc., así como el cobro por un mal factor de potencia o remuneración; dicho cobro se podría generalizar, aunque en algunas compañías varíe en algunos cálculos en la formulación.

Por lo tanto, daremos a continuación las distintas formas de cobro y a la vez el cobro que en este momento realiza la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (E.E.G.S.A.), así como el pliego tarifario del Instituto Nacional de Electrificación (I.N.D.E.) y por último la propuesta de cobro al I.N.D.E., los cuales a continuación se presentan:

En general todo cobro de energía eléctrica posee reglas básicas, las cuales se dividen en dos métodos para determinar el recargo por un bajo factor de potencia. El primero se basa en el cálculo que utilizan el factor de potencia y el otro es un recargo implícito, ya que se mide el consumo en kVA

METODO 1:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro} &= \text{Factura eléctrica} * (1 - \text{FP actual} / \text{FP mínimo}) \\ &= \text{Factura eléctrica} * (1 - 1 / 1 + (\text{FP mínimo} - \text{FP actual})) \end{aligned}$$

METODO 2:

$$\text{Ahorro} = Pa * (1 - (\text{FP actual} / \text{FP mejorado}))$$

donde:

Pa = Potencia aparente, kVA.

PF actual = Factor de potencia actual

PF mejorado = Factor de potencia mejorado.

a.- Cobro que realiza la E.E.G.S.A.:

Dicho cobro de energía posee ciertas características o condiciones, las cuales tiene que poseer el consumidor para que le sea aplicado este tipo de cobro como a continuación se describe.

Condiciones:

1.- Para un consumo menor de 225 kW de demanda.

$$\text{Demanda facturada} = \text{Demanda registrada}$$

Se puede observar que para un consumo menor de 225 kW de demanda la facturación no está afectada al factor de potencia.

2.- Cuando es mayor o igual a 225 kW, existen varias condiciones, que a continuación se describen:

$$\text{Dem f1} = \text{Dem R} * (0.85/\text{FP}) \quad [1]$$

Donde:

Dem f1 = Demanda que se va a facturar

Dem r = Demanda registrada.

FP = Factor de potencia.

Donde FP se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\text{FP} = \text{Cos} (\text{Atan} (\text{kVArh/kWh})) \quad [2]$$

y como segunda condición si en FP es mayor de 0.85 tenemos lo siguiente:

a.- Se tomarán los los 3 últimos recibos de cobro de energía y para el mayor de ellos se realiza la siguiente operación:

$$\text{Dem f 2} = \text{Dem R mayor} * 0.85 \quad [3]$$

si Dem f1 es mayor que Dem f2 esto implica que la demanda que se va a facturar al consumidor será lo siguiente:

$$\text{Dem f total} = \text{Dem f1} \quad [4]$$

De lo contrario, si la Dem f1 es menor de Dem f2 entonces la demanda a facturar será:

$$\text{Dem f total} = \text{Dem f 2} \quad [5]$$

Como se puede observar, regularmente el cobro de energía, involucra la demanda máxima y el consumo de energía; en este caso el factor de potencia afectará dicha demanda en un porcentaje, aumentándola o disminuyéndola, según el punto de referencia que se establezca para penalizarlo. A la vez existen dos métodos para poder realizar dicha operación, el primero que por medio de la fórmula no 1 se obtiene la demanda que se va a facturar y por otro lado de los tres últimos recibos la demanda multiplicados por 0.85, y dependiendo de cuál de las dos demandas resulte mayor, ésta se tomará como demanda máxima y será la demanda que se va a facturar. Esto se hace para que el consumidor se preocupe no sólo un mes de tener adecuadamente su factor de potencia sino que siempre. Teniendo la demanda máxima, el consumo de energía se podrá aplicar; dependiendo del tipo de consumidor en el pliego tarifario la facturación de energía se dará en un tiempo determinado.

b.- Forma de cobro para Honduras

El cobro por factor de potencia es el siguiente:

$$\text{Facturación total} = \left[\text{Facturación eléctrica} * \left(1 - \frac{1}{1 + (\text{FP mínimo} - \text{FP Actual})} \right) \right] + \text{Facturación Electrica.}$$

Este cobro es relativamente sencillo, el cual involucra en una fórmula el factor de potencia mínimo y el actual, para obtener un porcentaje a la hora de una facturación total. Se puede observar que no involucra la demanda de energía.

c.- Forma de cobro actual del I.N.D.E. (en vigencia)

PLIEGOS TARIFARIOS PARA SERVICIO DE ELECTRICIDAD

CLAUSULAS GENERALES:

Las siguientes cláusulas se aplican a todas las tarifas eléctricas del I.N.D.E. Las empresas eléctricas de distribución podrán adoptar las cláusulas y tarifas, aquí anotadas o considerarlas como de referencia para sus propios pliegos.

1.- USO DEL SERVICIO:

El servicio de energía eléctrica que se suministre es para uso exclusivo del usuario, consumidor o cliente, y no podrá revendere ni facilitarse a terceros, salvo los casos contractuales establecidos por el I.N.D.E.

2.- MEDICIÓN Y PUNTOS DE ENTREGA:

El servicio de energía eléctrica se suministrará y registrará por medio de un equipo de medición en cada punto de entrega y para cada usuario o consumidor. Si un consumidor solicita dos ó más puntos de entrega, se considerarán igual número de servicios, y se presentarán facturas de cobro separadas por cada equipo de medición.

En los casos que por razones físicas se requiera más de un punto de entrega la medición, se consolidará totalizando la energía, la potencia y otros parámetros en una sola medición única. Es necesario que esta excepción esté considerada bajo una sola razón social.

3.- EQUIPO DE MEDICIÓN:

El I.N.D.E. instalará los equipos de medición para registrar el suministro de energía y la demanda de potencia eléctrica que utiliza el usuario o consumidor.

4.- CALIDAD DE LA MEDICIÓN:

Todos los contadores serán ajustados de tal manera, que la energía registrada con cargas del **10%** y **100%** de la capacidad nominal del contador, cumpla con una tolerancia de $\pm 2\%$. Esta condición deberá mantenerse en cuanto sea posible.

A criterio del I.N.D.E., se efectuará una revisión del contador y si la prueba demuestra que el promedio de error fuera mayor del **5%**, el I.N.D.E. abonará y podrá reintegrar al consumidor el valor del exceso.

Si el promedio de error fuera menor del **5%**, no se hará ajuste a las cuentas, pero el I.N.D.E. reparará o cambiará el contador para que la medición esté dentro de la tolerancia indicada.

Si el promedio de error fuera menor del **-5%**, la empresa distribuidora cargará al consumidor la diferencia en defecto.

El promedio de exactitud de un contador se determina por medio de los procedimientos establecidos en el Reglamento de Servicio respectivo y el ajuste de cuentas comprenderá desde el recibo anterior previo a la emisión de la orden de revisión o comprobación y los días transcurridos hasta la fecha de verificación o cambio de contador.

5.- DEMANDA DE FACTURACIÓN:

La demanda de facturación del mes será igual al valor de la potencia máxima registrada por medio de un contador demandómetro que la integrará durante periodos de quince (15) minutos consecutivos, a condición de que la demanda a facturar en el mes corriente no sea menor del **85%** de la demanda más alta registrada en cualquiera de los tres meses anteriores, salvo lo especificado en la tarifa correspondiente. El I.N.D.E. se reserva el derecho de instalar demandómetros y/o estimar la demanda de facturación de acuerdo con la carga conectada o a su historial.

En el caso de existir medición horaria, el término demanda de facturación se aplicará a la potencia registrada dentro de los horarios previstos en la tarifa correspondiente.

6.- TERMINO DE PAGO:

Las cuentas se vencerán a su rendimiento y deberán pagarse dentro de los diez días siguientes. De no pagarse dentro del período normado, el I.N.D.E. suspenderá el servicio, sin perjuicio de realizar recargos financieros a las cuentas morosas.

En el momento en que se realice la facturación, el I.N.D.E. podrá hacer descuentos al cliente, por concepto de gastos financieros, en el caso de pagos anticipados y conforme las normas vigentes en el país.

7.- AJUSTES:

Las facturas que se emitan de acuerdo con la tarifa correspondiente, incluirán descuentos o recargos, debidos a:

- a.- Por costo de combustible y energía comprada.
- b.- Cargas fluctuativas y/o intermitentes.
- c.- **Factor de potencia.**
- d.- Factor de actualización de la base tarifaria.

a.- Por costo de combustible y energía comprada:

Las facturas que se emitan de acuerdo con estos pliegos tarifarios, incluirán un descuento o recargo que será el producto de multiplicar la cantidad de kWh en el período de facturación por el ajuste que esté efecto para ese mes. El precio base de los combustibles considerando en las presentes tarifas son los vigentes al 1 de marzo de 1,993.

b.- Cargas fluctuativas y/o intermitentes:

Si la energía se suministra en baja tensión, con transformadores de distribución del I.N.D.E. y las instalaciones del consumidor que incluyan equipos con características fluctuativas y/o intermitentes, tales como soldadores, equipos de rayos X u otros que provoque variaciones en el voltaje, se hará cargo adicional por kVA de capacidad nominal. La capacidad nominal se determinará en función de la del equipo, o por cualquier otro dato que la revele.

c.- Factor de potencia:

El consumidor operará sus equipos lo más aproximado posible al 100% del factor de potencia. En caso de que el factor de potencia que se obtenga sea menor del 85% atrasado, el I.N.D.E. podrá afectar la demanda de facturación, con la cantidad que resulte de multiplicar esa potencia por 85% y dividir el producto entre el factor de potencia promedio que se haya registrado durante el período. **El I.N.D.E. se reserva el derecho de instalar el equipo de medición que lo registre.** Esta es la única cláusula del pliego tarifario del I.N.D.E. que autoriza a el cobro del factor de potencia; razón de esta tesis, lo cual no se aplica en la actualidad.

d.- Factor de Actualización de la base Tarifaria:

Las facturas que se emitan podrán incluir un ajuste que incorpore en las mismas la variación de los parámetros económicos, en forma flexible, en el tiempo, así como situaciones de fuerza mayor. En las presentes tarifas, la tasa de cambio base aplicada es de \$1.00 equivale a Q. 5.30.

8.- Nuevos pliegos tarifarios:

Las empresas distribuidoras se reservan el derecho de agregar o modificar tarifas, cuando la naturaleza de los clientes así lo requiera, lo mismo, puede ocurrir con las cláusulas generales.

9.- Contratos individuales:

Puede ocurrir que se necesiten contratos individuales de venta de energía, en cuyo caso se deberán incluir los conceptos generales presentados en este pliego tarifario.

10.- Tarifa de transporte de energía:

En los casos de transporte de energía, se considerará el concepto de precios de nudo y el costo del transporte; que dependerá de los puntos del servicio y el nivel de voltaje. Además, se considerarán los ajustes a la base tarifaria indicados en el punto 7 de estas cláusulas. El I.N.D.E. suscribirá contratos con las partes interesadas en los servicios del peaje de electricidad.

11.- Tarifas para transacciones en bloque:

Las tarifas para transacciones en bloque reflejan los precios de nudos, es decir, los precios a niveles de generación y transmisión para clientes permanentes de muy bajo riesgo. El I.N.D.E. suscribirá contratos con las empresas distribuidoras.

12.- Ajuste temporal (transitorio) por implantación de los nuevos pliegos tarifarios :

Para la implantación y ajuste de los nuevos pliegos tarifarios, el I.N.D.E. (y las empresas distribuidoras que así lo consideren), aplicará factores de descuento en el cargo por potencia durante el período de acomodamiento de las tarifas con demanda, con el objeto de permitir el mejoramiento del factor de carga de los consumidores, cuyo factor esté fuera de los límites de eficiencia.

13.- Tarifas horario - estacionales:

Las tarifas deben reflejar los verdaderos costos de servir a los usuarios, según la estación (seca y húmeda) y las horas del día (pico y fuera de él), que incentiven a los usuarios a ubicarse correctamente en la curva de carga. El I.N.D.E. establecerá en forma explícita los valores horario, estacionales, para que los usuarios puedan reducir su costo de consumo.

TARIFA DE USO GENERAL SIN CARGO POR DEMANDA

1.1 Aplicación

Aplicable a todos los servicios que usan energía eléctrica monofásica o trifásica para cualquier uso, con demanda de potencia no mayor de 10 Kw.

1.2 Estructura:

Q 6.50	por los primeros	10 kWh
Q 0.468/kWh	Por los siguientes	290 kWh
Q 0.460/kWh	Por los siguientes Kwh consumidos.	

1.3 Cargo mínimo

Q 6.50	mensuales y da derecho a consumir los primeros 10 kWh en el mes.
--------	---

1.4 Ajuste Según cláusulas generales.

1.5 Reglamentación: Las cláusulas generales aplicables a todas las tarifas, los reglamentos de servicio y las regulaciones generales del I.N.D.E.

2. TARIFA DE USO GENERAL PARA USUARIOS CON DEMANDA MEDIA:

2.1 Aplicación

Aplicable a cualquier servicio que usa energía eléctrica monofásica ó trifásica, con demanda de 11 kW hasta 225 kW.

2.2 Estructura

a.- Cargo por demanda: Q 70.00 por cada kW de demanda de facturación.

Demanda mínima de facturación 11 kW.

b.- Cargos por energía consumida

Q 0.330 por los primeros 100 kWh por cada kW de demanda
leída en el mes de facturación

c.- Q 0.319 por los siguientes 100 kWh por cada kW de demanda

leída en el mes de facturación.

d.- Q 0.312 por cada uno de los kWh complementarios.

e.- Cargos por equipo fluctuación y/o intermitentes Q 5.00 por kVA.

2.3 Ajuste: según cláusulas generales.

2.4 Reglamentación: las cláusulas generales aplicables a todas las tarifas, los reglamentos de servicio y las regulaciones generales del I.N.D.E.

3.- TARIFA DE USO GENERAL PARA USUARIOS CON DEMANDA MAYOR

3.1 Aplicación:

El servicio se suministrará de las líneas con voltaje mayor de 7.6/13.2 kV; es la subestación que transforma el voltaje servido al voltaje de utilización para el servicio, propiedad del consumidor y cuyas características técnicas deberán ser aprobadas por el I.N.D.E.

3.2 Estructura:

a.- Cargo por demanda: Q 70.00 por cada kW de demanda de facturación.

Demanda mínima de facturación 225 kW.

b.- Cargos por energía consumida

Q. 0.300 por los primeros 100 kWh por cada kW de demanda leída en el mes de facturación.

c.- Q 0. 294 por los siguientes 100 kWh por cada kW de demanda leída en el mes de facturación.

d.- Q. 0.287 por cada uno de los kWh complementarios.

3.3 Ajuste: Según cláusulas generales.

3.4 Reglamentación: las cláusulas generales aplicables a todas las tarifas, los reglamentos de servicio y las regulaciones generales del I.N.D.E.

4. TARIFA PARA VENTAS EN BLOQUE A EMPRESAS ELECTRICAS MUNICIPALES.

4.1 Aplicación:

Aplicable a empresas eléctricas municipales en nudos de alta tensión.

4.2 Estructuras:

a.- Cargo por demanda Q 70.00 por cada kW de demanda de

Facturación.

b.- Cargos por energía consumida Q. 0.184 por kWh

4.3 Ajuste

Según cláusulas generales.

4.4 Reglamentación Las cláusulas generales aplicables a todas las tarifas, los reglamentos de servicios y las regulaciones generales del I.N.D.E.

4.5 Contratos:

El I.N.D.E. suscribirá contratos con las empresas eléctricas distribuidas que consideren las presentes cláusulas generales y las condiciones especiales del servicio que van a contratarse.

Para ejemplificar el cobro que se hace, según la categoría del cliente, se muestran a continuación algunos ejemplos:

- PARA USO GENERAL SIN CARGO POR DEMANDA

Se tiene una empresa que posee los siguientes consumos:

DATOS:

Consumo = 350 kWh.

Aplicando el pliego tarifario para este tipo de cliente:

1.2 ESTRUCTURA:

Por los primeros 10 kWh a Q 6.50	Q 6.50
Por los siguientes 290 kWh a Q0.468/kWh	Q135.72
Por los kWh restantes a Q 0.460/kWh	Q 23.00

TOTAL A PAGAR Q 165.22

- PARA TARIFA DE USO GENERAL CON USUARIOS DE DEMANDA MEDIA

Se tiene una empresa con los siguientes consumos de energía:

DATOS:

Demanda = 220 kW Posee equipo de Rayos X y Soldadura Eléctrica.

Consumo = 400 kWh

KVA = 100 kVA.

Aplicando la tarifa correspondiente tenemos:

- Cargo por demanda Q 70.00 por cada kW de demanda	Q 15,400.00
- Cargos por energía consumida Q 0.330 por los los primeros 100 kWh	Q 33.00
- Cargos por energía consumida Q 0.319 por los siguientes 100 kWh	Q 31.90

- Cargos por energía consumida Q 0.312 por los siguientes kWh consumidos	Q 62.40
- Cargos por equipo fluctuación Q 5.00 por kVA	Q 500.00
TOTAL A PAGAR	<u>Q 16,027.30</u>

- PARA TARIFA DE USO GENERAL PARA USUARIOS CON DEMANDA MAYOR

Una empresa posee las siguientes características:

DEMANDA = 350 kW.

CONSUMO = 2000 kWh

- Por demanda Q 70.00 por cada kW de demanda	Q 24,500.00
- Cargos por energía consumida Q 0.300 por los primeros 100 kWh por cada kW de demanda	Q 10,500.00
- Cargos por energía consumida Q 0.294 por los siguientes 100 kWh por cada kW de demanda	Q 10,290.00
- Q 0.287 por cada uno de los kWh complementarios	Q 516.60
TOTAL A PAGAR	<u>Q 45,806.60</u>

- PARA TARIFA DE VENTA EN BLOQUE A EMPRESAS ELECTRICAS MUNICIPALES:

Para una municipalidad tiene el siguiente consumo:

Demanda = 350 kW

Consumo = 2500 kWh

- Cargo por demanda Q 70.00 por cada kW de demanda	Q 24,500.00
- Cargos por energía consumida Q 0.184/kWh	Q 460.00

TOTAL A PAGAR **Q 24,960.00**

En la actualidad, el I.N.D.E. posee un pliego tarifario que involucra demanda máxima y consumo de energía activa, pero como se mencionó anteriormente la energía reactiva que es necesaria

para la formación de campos magnéticos principalmente en motores de inducción, la cual es proporcional por el I.N.D.E., y no es cobrada. Por esto al crear una metodología aplicable al consumo de energía que relacione las energías activa y reactiva, dará una forma de cobro más justa para ambas partes.

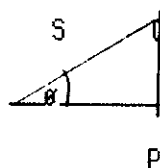
La forma de cobro se desglosa en:

- 1.- Dedución del cálculo del factor de potencia en función de la energía reactiva y activa.
- 2.- Métodos de aplicación de la fórmula anterior en función de la demanda de energía, para aumentarla ó disminuirla.
- 3.- Ejemplos de su aplicación, poniendo como punto de referencia un factor de potencia de 0.85.

DEDUCCIÓN DE FORMULA DE CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA

Para poder dar una propuesta acerca del cobro de energía que incluya en ésta el factor de potencia, se tiene que tener una deducción de cómo el factor de potencia se puede utilizar como una función del consumo de energía eléctrica, el cual se describe a continuación:

- Del triangulo de potencias tenemos:



Donde:

Triángulo de potencias

P = Potencia activa o real (Watts)

Q = Potencia aparente. (Vol-amperio)

S = Potencia reactiva. (Vol-amperio-reactivo)

Del anterior triangulo de potencias deducimos:

$$\cos \varphi = P / S \quad [1]$$

Y si: $P = S * \cos \varphi$ $S = \sqrt{Q^2 + P^2}$ [2]

Sustituyendo 1 en 2 tenemos:

$$P = \sqrt{Q^2 + P^2} * \cos \varphi \quad [3]$$

$$\frac{P}{\sqrt{Q^2 + P^2}} = \cos \varphi = \text{Factor de Potencia} \quad [4]$$

Si sabemos que:

$$P = \text{Sus unidades son kWh} \quad [5]$$

$$Q = \text{Sus unidades son kVarh} \quad [6]$$

$$\text{Tag } \varphi = Q / P \quad [7]$$

Sustituyendo [5 y 6] en [7] tenemos:

$$\text{Tang } \varphi = \text{kVarh} / \text{kWh}$$

$$\varphi = \text{Atg} (\text{kVarh} / \text{kWh}) \quad [8]$$

Sustituyendo 8 en 4 Tenemos:

$$F.p. = \cos \alpha = \cos [\operatorname{Atg} (\text{kVArh} / \text{kWh})] \quad [9]$$

Fórmula utilizada por la E.E.G.S.A. para su facturación , la cual afecta a la demanda máxima.

O también podemos deducir de la formula 4 la siguiente expresión, la cual es equivalente a la formula 9

$$F.P. = \cos \alpha = \frac{\text{kWh}}{\sqrt{\text{kWh}^2 + \text{kVArh}^2}} \quad [10]$$

Esta será la formula que utilizaremos para la sugerencia del cobro de energía tomando en cuenta el factor de potencia, el cual se describe a continuación, que son las características que deberá cumplir el consumidor a la hora de que le sea aplicado el cobro de energía incluyendo el factor de potencia,

1.- Los consumidores del S.R.I.O. se dividirán en dos grandes grupos de la siguiente forma:

a.- Los consumidores que consuman menos de 300 kW de demanda al mes su cobro será:

$$\text{Demf} = \text{Demr} \quad [11]$$

Donde:

Demf = Demanda que se va a facturar o cobrar por parte del I.N.D.E.

Demr = Demanda tomando en cuenta la potencia activa.

Esto se hace, ya que debajo de este consumo instalar aparatos de medición, no es rentable, además de que el porcentaje de aumento por concepto del factor de potencia es insignificante.

Al consumidor que posea más de este consumo al mes, aparte del costo que se le adjudique a cada kWh, según el pliego tarifario vigente del I.N.D.E. existirá el siguiente recargo o gratificación, que dependiera del factor de potencia promedio que posea en el.

-PARAMETROS:

Para el cobro que es afectado por el factor de potencia, existen las siguientes cláusulas que deberá tener el consumidor para podersele aplicar el cobro.

- a.- Capacidad Instalada de más de 300 kVA Instalados
- b.- Se penalizará a partir de un 0.85 de factor de potencia hacia abajo en atraso.
- c.- Se gratificará a partir de un 0.85 de factor de potencia hacia arriba en atraso.
- d.- Se podrá penalizar de las dos siguientes maneras:

Método # 1:

$$\text{Demf1} = \text{Demr} * (0.85 / \text{F.P.}) \quad [12]$$

Donde:

Demf1 = Demanda factorada por parte del I.N.D.E.

Demr = Demanda registrada por los aparatos de medición.

0.85 = Factor de potencia a partir del cual se gratifica o penaliza.

F.P. = Factor de potencia, (deducido en la fórmula no 10).

En este valor en quetzales de Demf, estará dado por el pliego tarifario de cobro por parte del I.N.D.E para esta región.

METODO # 2

De los últimos cuatro registros de consumo de energía, en el mayor de ellos se realiza la siguiente operación:

$$\text{Demf2} = \text{Demr mayor} * 0,85 \quad [13]$$

Donde:

Demf2 = Demanda a facturar con el método * 2

Demr mayor = Demanda mayor registrada en los últimos cuatro meses.

0.85 = Factor de Potencia a partir del cual se gratificará o penalizará.

Si :

$$\text{Demf2} > \text{Demf1}$$

Entonces la demanda que se va a facturar será:

$$\text{Demft} = \text{Demf2} \quad [15]$$

De lo contrario, será la calculada por el método no 1.

La propuesta de cobro de energía eléctrica es de tener como base 85% de factor de potencia; si es, inferior a éste se penalizará con el método anteriormente descrito y se gratificará hasta un 2 % arriba de 85% de factor de potencia, y se llegará hasta un FP de 100 %. Dicha propuesta afecta exclusivamente a la demanda máxima de energía y no al consumo de la misma, por lo tanto, al tener la nueva demanda será aplicado el pliego tarifario según el tipo de consumidor, para realizar la facturación de energía eléctrica en un tiempo establecido.

La anterior es solamente una propuesta, que puede ser modificada por el personal del I.N.D.E. en función de las condiciones de los consumidores a los que se les desea aplicar, y así llegar a un término en la cual el cobro sea el justo para la energía suministrada al consumidor.

Para ejemplificar el cobro con o sin factor de potencia involucrado, se presenta la siguiente tabla comparativa, de un usuario, el cual consume al mes 90196 kWh, y cómo ir aumentando o disminuyendo el factor de potencia el porcentaje de aumento o pérdida en el cobro de energía al incluir

en la facturación el cobro del factor de potencia, el cual se puede apreciar en la columna de porcentaje de demanda, así como la columna propuesta del 2% de gratificación arriba del 0.85 del Factor de Potencia. (ver tabla # 30)

INTERPRETACION DE RESULTADOS DE LA MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA EN LOS RAMALES MAS IMPORTANTES DEL S.N.I.O.

La medición del factor de Potencia fue realizada en los ramales de mayor importancia, ya que desde las sub-estaciones de transformación se puede observar y medir el estado de cada uno de ellos en lo que respecta al factor de potencia. Las mediciones fueron realizadas en una hora en la cual la demanda es una demanda promedio en cada una de las sub-estaciones la hora escogida fue de 10:00 a.m. a 11:00 p.m. , para así obtener un dato representativo y no tener dato en los extremos de consumo.

Como datos importantes, podemos anotar que todo el sistema posee una capacidad de 104 megawatts, lo cual es el 15 % de la generación total del país.

A continuación, se enumerarán las sub-estaciones con su voltaje, potencia y Factor de Potencia para luego obtener un promedio en el sistema respecto del factor de potencia.

BRILLANTES:

Potencia = 30 MVA. $V = 69,230,13.8 \text{ kV}$. F.P. = 0.85

ESPERANZA:

Potencia = 5 MVA. $V = 34.5, 69 \text{ kV}$. F.P. = 0.64

HUEHUETENANGO

Potencia = 10 MVA. $V = 34.5, 2.4 \text{ kV}$. F.P. = 0.78

QUETZALTENAGO

Potencia = 1.5 Mva. $V = 50,22 \text{ kV}$. F.P. = 0.70

SAN SEBASTIÁN

Potencia = 10 MVA.

V = 69, 13.8 kV.

F.P. = 0.68

Con los datos anteriormente descritos se puede apreciar que el factor de potencia está relativamente bajo en un 0.68 en atraso que se podría considerar como un buen factor. por lo tanto, el promedio será de **0.73 de factor de potencia promedio en atraso**, que representa un 16 % de incremento en la generación de energía, así como un 16% de energía que no es cobrada al consumidor tomando como base 85% de Factor de Potencia; por lo tanto, el I.N.D.E. está dejando de percibir un 32%, esto es sin incluir los costos ocultos talos como la inversión que realiza el I.N.D.E. para corrección de factor de potencia y la energía que no es transmitida inesesariamente, que es un porcentaje elevado y que si se logra recuperar, se podra dar el servicio a mayor número de usuarios.

A continuación, se describe cada una de las columna de que se compone dicha tabla, así como la formulación utilizada y su significado:

-Columna I

F.P. = Es el factor de potencia el cual se describe desde 1.00 hasta 0.70 de uno en uno.

kWh = Kilo-watts-hora sin efecto del cobro incluyendo el factor de potencia, para este caso será de 90196 kWh.

kVArh = Kilo-voltio-amperio-hora el cual se deduce de la siguiente fórmula tomando como base la formula no 13 del capítulo IV, con base en el consumo de energía activa así como el variar el factor de potencia

$$kVArh = kWh * (\sqrt{(1/(\cos \alpha)^2 - 1)})$$

%kWh/kVArh = Relación entre los Kilo-watts-hora y Kilo-voltio-ampere-reactivo-hora para determinar el porcentaje de energía reactiva en relación con la energía activa, y así observar el comportamiento de kVArh Vrs kWh conforme el factor de potencia va disminuyendo.

DEM = Demanda equivalente en relación a la fórmula * 12 de la deducción del cobro de energía, lo cual da como resultado que arriba del 0.85 del factor de potencia, el porcentaje de la demanda, llegue a una disminución hasta del 15% cuando el factor de potencia es igual a 1.00

$$DEM = Demr * (0.85/F.P.)$$

2 % DEM = Equivalencia en porcentaje del aumento de la demanda desde 0.85 del factor de potencia hasta el 1.00 el cual es un máximo de un 2 % de disminución de la demanda con un factor de potencia de 1.00 distribuido equitativamente a la hora del cobro por demanda. La anterior es una propuesta para dar una gratificación al consumidor que posee un factor de potencia mayor que el límite inferior.

KVAr- requeridos = Los KVAr necesarios para llegar a un factor de potencia de 0.85 en atraso desde un 0.73 en atraso.

NOTA: este porcentaje es la demanda que deberá de ser facturada a la hora se es aplicado el factor de potencia en el cobro de energía. Posee gratificación arriba de un 85% hasta de un 2% en el cobro y una penalización de hasta un 20% más cuando se tiene un factor de potencia de 0.70.

A la hora de realizar este tipo de modificación en el sistema de cobro de energía eléctrica, se deberá de tomar en cuenta lo siguiente:

Si para la empresa generadora de energía eléctrica, es rentable, económicamente, colocar medidores de energía reactiva o factor de potencia directamente en vez de invertir en equipo para generación de energía reactiva en la red, en el lado de alta tensión.

¿En cuánto tiempo dicha inversión será recuperada?, así como si el consumidor empezara a generar su propia energía reactiva, la empresa generadora estaría aumentando ingresos o disminuyéndolos en su defecto.

Para poder dar una respuesta a este tipo de inquietudes, se realizará a través del siguiente ejemplo:

Para un consumidor clásico de la región, se determinaron los siguientes datos:

- Demanda registrada 400 kW.
- Consumo de energía 90106 kWh
- Factor de potencia actual 0.73
- Factor de potencia deseado 0.90
- Carga de 600 kW.

Para el anterior consumidor, la empresa generadora de energía eléctrica colocará un medidor, el cual posee la capacidad de medir, tanto energía reactiva o en su defecto factor de potencia, el cual tiene un costo aproximado de Q ,6500.00.

Con los anteriores datos, el consumidor será penalizado en su facturación mensual de la siguiente manera:

Con base en el diagrama no38 del capítulo V podemos obtener la energía reactiva necesaria para poder llegar de 0.73 a 0.90 de el factor de potencia por lo tanto obtenemos 252 kVAr.

Si la empresa generadora de energía eléctrica realizara dicha inversión, sería a un costo aproximado de Q 15000.00

La penalización por un mal factor de potencia a este consumidor, según el pliego tarifario en vigencia, da como resultado Q 4603.20 extras por mes.

Por lo tanto, la inversión de un medidor de este tipo será pagado en menos de 2 meses de facturación, si continúa teniendo este consumo.

Ahora si el consumidor adquiere su equipo de corrección de factor de potencia, al segundo mes de la penalización, el medidor no se pagaría; pero a la vez, dicha energía no será generada, por lo

tanto, a pesar que la inversión no está siendo recuperada por el rubro de facturación, lo estará por medio de lo que no se está invirtiendo en equipo de generación de energía reactiva, para poder tener una idea del costo de ahorro cuando el consumidor corrige su factor de potencia; tenemos el dato de que un kVAr generado posee un costo aproximado de Q 30.00 y si tenía que generar 252 kVAr obtenemos un costo de Q 7560.00 , por lo tanto, será el dinero que la compañía generadora de energía eléctrica no invertirá. Además de dar un mantenimiento al equipo y de sobrecarga al sistema, así como la posibilidad de que al estar la red menos cargada podrá transmitir mayor cantidad de energía, la cual será vendida obteniendo también un costo por esta venta; este tipo de costos no pueden ser cuantificables, sin embargo, pueden ser un porcentaje elevado que se estaría aprovechando por la compañía generadora.

Por lo tanto, se puede observar que es más beneficioso, tanto para la compañía generadora como para el consumidor, que este último genere su propia energía reactiva y no la adquiera de la compañía generadora.

**COMPORTAMIENTO EN PORCENTAJE
DE UN USUARIO VARIADO EL FACTOR DE POTENCIA**

FP	KVHR	KVAH	% kWh/kVAh	Dem %	2% DEM	kVAr-req
1	90196	0	0,00%	85,00%	98,00%	
0,99	90196	12853	14,25%	85,86%	98,10%	
0,98	90196	18316	20,31%	86,73%	98,30%	
0,97	90196	22606	25,06%	87,63%	98,40%	
0,96	90196	26308	29,17%	88,54%	98,50%	
0,95	90196	29647	32,87%	89,47%	98,70%	
0,94	90196	32737	36,30%	90,43%	98,80%	
0,93	90196	35647	39,52%	91,40%	98,90%	
0,92	90196	38423	42,60%	92,39%	99,10%	
0,91	90196	41094	45,56%	93,41%	99,20%	
0,9	90196	43684	48,43%	94,44%	99,30%	
0,89	90196	46210	51,23%	95,51%	99,50%	
0,88	90196	48682	53,97%	96,59%	99,60%	
0,87	90196	51116	56,67%	97,70%	99,70%	
0,86	90196	53520	59,34%	98,84%	99,90%	
0,85	90196	55898	61,97%	100,00%	100,00%	120
0,84	90196	58261	64,59%	101,19%	101,19%	110
0,83	90196	60612	67,20%	102,41%	102,41%	100
0,82	90196	62957	69,80%	103,66%	103,66%	90
0,81	90196	65300	72,40%	104,94%	104,94%	81
0,8	90196	67647	75,00%	106,25%	106,25%	71
0,79	90196	70000	77,61%	107,59%	107,59%	62
0,78	90196	72363	80,23%	108,97%	108,97%	55
0,77	90196	74739	82,86%	110,39%	110,39%	46
0,76	90196	77131	85,52%	111,84%	111,84%	39
0,75	90196	79545	88,19%	113,33%	113,33%	30
0,74	90196	81982	90,89%	114,86%	114,86%	23
0,73	90196	84445	93,62%	116,44%	116,44%	
0,72	90196	86935	96,38%	118,06%	118,06%	
0,71	90196	89459	99,18%	119,72%	119,72%	
0,7	90196	92018	102,02%	121,43%	121,43%	

CAPÍTULO V

DISTINTAS FORMAS DE CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Todos los aparatos que contienen inductancias, tales como motores, transformadores y demás equipos con bobinas, necesitan corriente reactiva para establecer los campos magnéticos necesarios para su operación. Debido a que las empresas eléctricas tienen que producir energía en kVA, pero que el consumo usualmente se cobra en kW, éstas deberán de incluir en la factura un recargo o penalización para un bajo factor de potencia o una regalía o gratificación, por tener un factor de potencia arriba de un límite determinado. Se recomienda la corrección del factor de potencia por medio de los distintos métodos existentes para el caso.

Un factor de potencia bajo origina no solamente deficiencia y pérdidas de energía en la instalación y equipo del consumidor, sino que implica para el proveedor de energía (en este caso el I.N.D.E.) mayores gastos en equipo de generación, transmisión y distribución.

Para la compensación o corrección del factor de potencia, existen diversidad de métodos, entre los cuales destacan los siguientes:

1.- Motores síncronos: éstos pueden proporcionar un trabajo mecánico, y al mismo tiempo actúan como una carga capacitiva, en caso de operar **sobreexcitados**, debiendo operar de esta forma, para funcionar como un método de corrección. De lo contrario, actuarán también como una carga inductiva. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia, no constituyen una forma de compensación fácilmente controlable, además de que su costo es demasiado elevado.

2.- Condensadores síncronos: son motores síncronos diseñados exclusivamente para cumplir con la función de controlar el factor de potencia. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejoran también la estabilidad de las líneas de transmisión, en los regímenes transitorios. Sin embargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

3.-Capacitores de potencia: proporcionan la potencia de carácter capacitiva (potencia reactiva) que sea necesaria, y que se pueden instalar en bancos fijos o bancos divididos en secciones fijas y desconectables. El uso de capacitores de potencia comparado con el uso de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por kVAr instalado, un fácil manejo y un mantenimiento sencillo y barato, que en muchos casos se hace prácticamente inexistente. Este es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución y consumo de energía eléctrica.

Para entender la acción de un condensador en mejorar el factor de potencia, es necesario notar lo siguiente:

El voltaje que resulta a través de las placas del condensador es producido por la corriente, y en consecuencia, la corriente está **ADELANTADA** al voltaje. La corriente inductiva que necesita un motor es producida por el voltaje a través del embobinado y en consecuencia, la corriente está **ATRASADA** al voltaje (Diagrama #28)

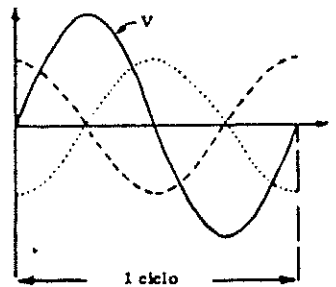
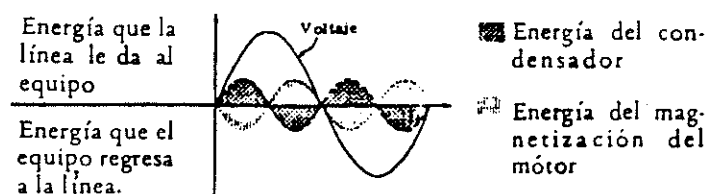


Diagrama de voltaje en función del corriente de magnetización
y corriente del condensador junto con el voltaje.

.... Corriente de Magnetización.

-- Corriente del Condensador.

El efecto de estas acciones se puede explicar de esta manera: durante un cuarto de ciclo mientras el condensador está absorbiendo energía para establecer el campo a través de las placas, el embobinado está regresando la energía de magnetización al circuito. Durante el próximo cuarto del ciclo, el condensador regresa la energía al circuito mientras el embobinado absorbe energía al circuito para establecer el campo del motor (Diagrama *29)



Forma de carga y descarga de un capacitor

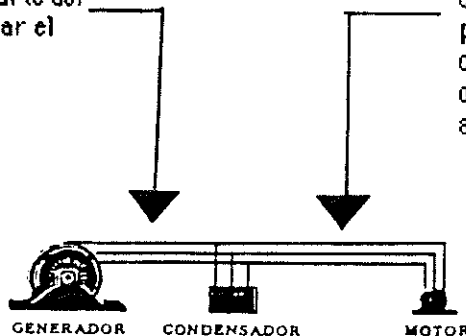
Diagrama *29

Como se puede ver, el condensador y la magnetización del campo del motor no consumen energía, ya que aunque absorben energía, siempre la devuelven al circuito. El condensador, entonces, actúa como un generador que magnetiza el campo del motor y la línea eléctrica es relevada de la necesidad de generar y transmitir la corriente de magnetización.

Es importante notar que la acción de condensadores es elevar el factor de potencia de una instalación, reduciendo la corriente de la línea, y se manifiesta del condensador al generador y NO del condensador a la carga (Diagrama* 30)

El factor de potencia es elevado en esta parte del circuito al instalar el condensador

El factor de potencia en esta parte del circuito no es elevado, pero la instalación del condensador ayuda a obtener voltajes más adecuados.



Forma en que actúa un condensador en un motor.

Diagrama # 30

El máximo provecho se obtiene al instalar condensadores lo más cerca posible a la carga. En caso de motores grandes, es más conveniente instalar un banco de condensadores para cada motor. Donde se usan motores pequeños, es más conveniente y económico instalar, ya sea, un banco para cada grupo de motores o un banco en la entrada general.

INSTALACION DE CONDENSADORES: para el buen funcionamiento de los condensadores, así como para la protección de la instalación eléctrica y de los trabajadores, es necesario observar las siguientes normas:

a.- Capacidad de condensadores: la capacidad de condensadores conectados del lado de la carga del arrancador del motor, no deberá ser mayor que la necesaria para elevar el factor de potencia del equipo a la unidad.

b.- Descarga de condensadores: cuando el condensador está conectado DIRECTAMENTE a las terminales del motor, ningún medio de descarga es necesario (Diagrama no 31). Cuando el condensador NO está conectado directamente a las terminales del motor es necesario que el condensador tenga un medio automático de descarga, que consiste en una resistencia conectada permanentemente a las terminales del condensador.

c.- Protección contra sobre corriente: es necesario incorporar en cada conductor vivo, fusibles, breakers, u otro equipo de protección (Diagrama no 33) excepto donde el condensador está acoplado a un motor y después de su protección (Diagramas 31 y 32).

d.- Alambrado del condensador: el alambrado del condensador deberá tener:

d.1- Capacidad para 135% de la corriente nominal del condensador

d.2.- Capacidad para el 1/3 de la corriente nominal del motor.

e.- Tierras: todas las cajas de condensadores deberán ser de metal y conectadas sólidamente a tierra.

Si están encerradas en una malla de metal, ésta también deberá estar conectada a tierra.

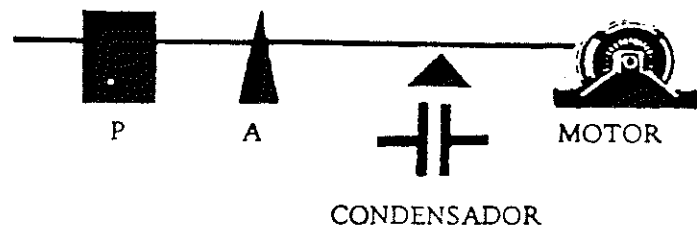
f.- Protección física: los condensadores deberán ser instalados en un lugar fuera del camino de trabajadores, protegidos contra daños y provistos de cajas y soportes de metal.

NOTA: se recomienda que el consumidor obtenga condensadores con un medio de descarga automático para cualquier uso que se le dé.

NOTA: Es importante no tocar los contactos de un condensador , aun cuando haya sido desconectado de la línea, ya que el condensador retiene carga y puede ser sumamente peligroso. Condensadores con medio de descarga automático se descargan entre cinco y diez minutos después de ser conectados. Aun así, siempre hay que tratarlos con mucho cuidado.

- Condensador conectado directamente al motor:

a.- Capacidad de fusibles o breakers deberá ser ajustada debido a menor corriente de entrada.



Condensador conectado directamente a las terminales del motor.

Diagrama # 31

- Condensador conectado detrás de la protección del motor, pero antes del arrancador.
 - a.- Es necesario un medio de descarga automático.
 - b.- Capacidad de fusibles o breakers deberá ser ajustada debido a menor corriente de entrada.

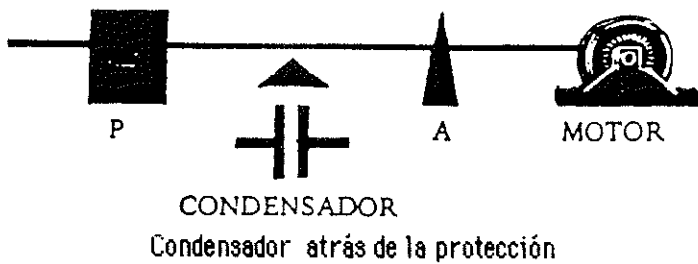
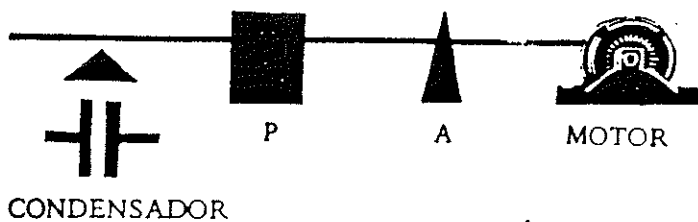


Diagrama # 32

- Condensador conectado antes de la protección del motor:
 - a.- Es necesario un medio de descarga automático
 - b.- Es necesario un medio de protección e interrupción.



NOTA: P=Protección. A=Arrancador del motor.
Condensador antes de la protección

Diagrama # 33

- Determinación de la potencia reactiva necesaria:

Transformadores, equipos de soldar, normas de inducción, lámparas de descarga (fluorescentes, de vapor de mercurio, etc), consumen potencia reactiva inductiva como lo hacen los motores eléctricos.

Esta potencia reactiva debe ser generada en algún lugar. Esta es la razón para instalar capacitores. Los capacitores no consumen prácticamente potencia activa y pueden producir energía reactiva localmente, y compensar así la potencia reactiva inductiva consumida por las máquinas antes mencionadas, individualmente o en grupos. Para una potencia activa constante, la potencia reactiva transmitida para este grupo de cargas (la carga inductiva y el capacitor) pueden así ser reducidas, por lo tanto, el factor de potencia en la red ha sido mejorado o "corregido".

90

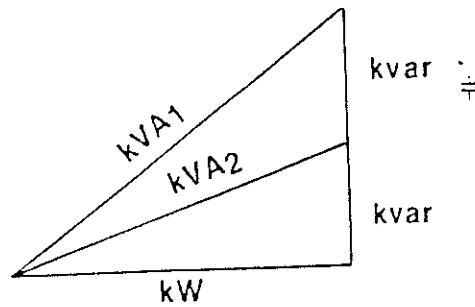


DIAGRAMA * 35

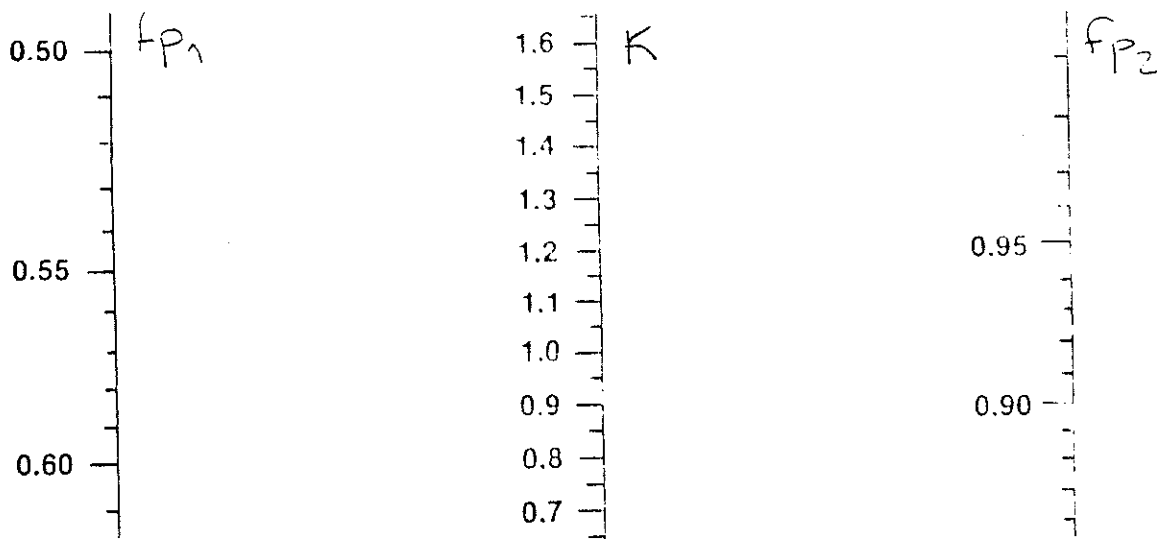
Influencia del capacitor en el triángulo.

Existen varios métodos para realizar el cálculo del valor de energía reactiva necesaria, los cuales se describen a continuación.

Para la determinación del rango de energía reactiva (cálculo del capacitor) puede ser hecha con cálculos simples y también es posible usar tablas o nomogramas.

El siguiente nomograma facilita el cálculo para la potencia en vares necesaria para aumentar la potencia.

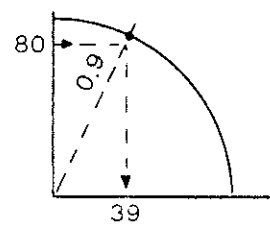
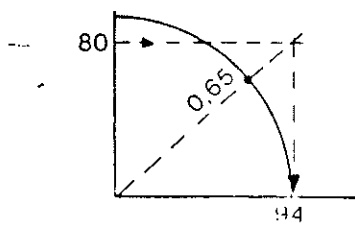
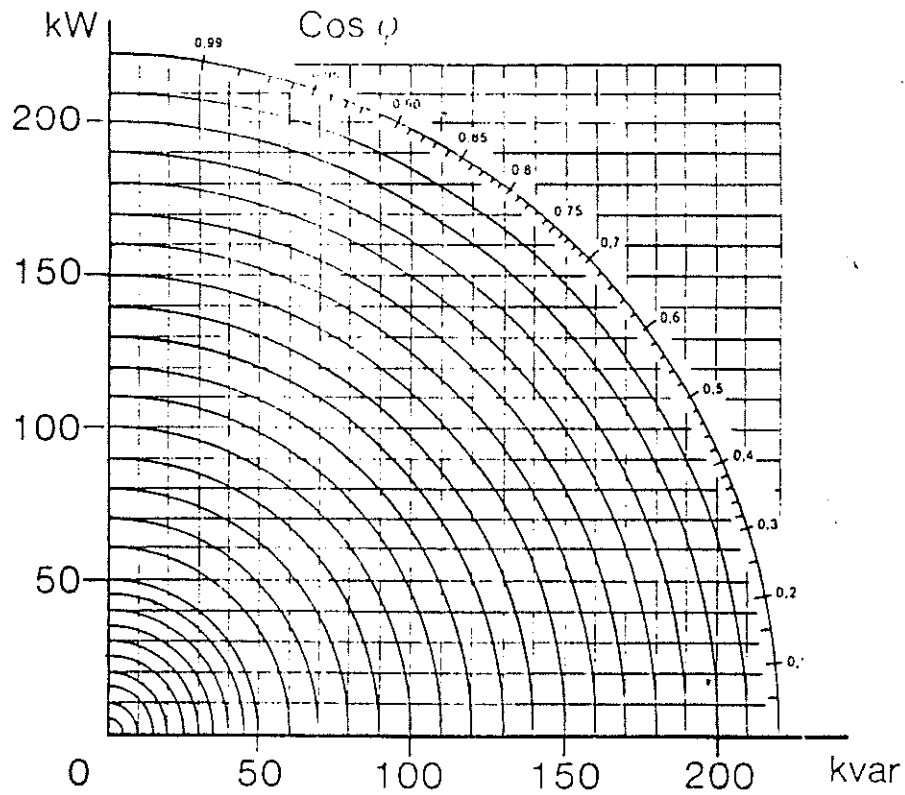
Se traza una línea que una el valor de $\cos \alpha$ inicial con el valor $\cos \alpha$ final deseado. La columna central proporciona el factor K por la que la potencia efectiva en kW debe ser multiplicada, para obtener la capacidad necesaria en kVAr.



Nomograma para el cálculo de energía reactiva partiendo de un fp_1 a un fp_2 .

DIAGRAMA * 36

Hay varios tipos de nomogramas; el de abajo permite determinar la potencia reactiva (kVar), si la potencia instalada y el valor del $\text{Cos } \phi$ son conocidos.



Nomograma que determina la energía reactiva de un fp1 hacia un fp2.

DIAGRAMA # 37

Ejemplo:

Potencia Instalada = 80 kW.

Factor de potencia = 0.65,

el cual es requerido para subir a 0.9

80 kW y 0.9 dan 39 kVAr.

Potencia capacitiva = (94-39) = 55 kVAr.

Para corregir el factor de potencia existente de un motor o de una planta industrial a un valor deseado, se necesita una potencia reactiva determinada. Fundamental para el cálculo de la potencia reactiva necesaria, es el conocimiento del $\cos \phi$ con el que trabaja la instalación ($\cos \phi$ existente). El $\cos \phi$ existente puede determinarse fácilmente de la manera siguiente

Como el factor de potencia es $\cos \phi = P_w/P_s$, puede calcularse el mismo de la relación entre la potencia activa (P_w) y la potencia aparente (P_s). La potencia activa se determina con ayuda del medidor de kWh con la ecuación

$$P_w = \frac{\text{r.p.m.} \cdot 60}{\text{rev/kWh}} = (\text{kW}) \quad [1]$$

Siendo r.p.m. las revoluciones del disco del medidor por minuto (en caso posea un medidor de este tipo), y rev/kWh el número de revoluciones del disco del medidor al consumir un kWh (valor indicado como constante del medidor sobre el mismo)

Ejemplo:

Datos:

r.p.m. = 40

rev/kWh = 20, aplicando la ecuación anterior obtenemos lo siguiente:

$$P_w = \frac{40 \cdot 60}{20} = 120 \text{ kW}$$

La potencia aparente P_w se determina por los valores de intensidad y tensión medidos con la ecuación siguiente:

$$P_s = \frac{I \cdot V \sqrt{3}}{1000} = (\text{kVA}) \quad [1]$$

donde:

P_s = Potencia aparente

V = Tensión de servicio.

Suponiendo un valor de 182 kVA, se obtiene el siguiente factor de potencia:

$$\cos \alpha = 120/182 = 0.66$$

La tabla siguiente permite obtener la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia.

Partiendo del $\cos \alpha_1$ existente, se encuentra el factor con el que, multiplicando la potencia activa instalada, se logra el $\cos \alpha_2$ deseado

Factor de Potencia original	Factor de potencia corregido %						
	0.85	0.87	0.90	0.92	0.95	0.97	1.00
0.42	1.54	1.59	1.68	1.74	1.83	1.91	2.16
0.44	1.42	1.47	1.56	1.62	1.71	1.79	2.04
0.46	1.31	1.36	1.45	1.50	1.60	1.68	1.93
0.48	1.21	1.26	1.34	1.40	1.50	1.58	1.83
0.50	1.11	1.17	1.25	1.31	1.40	1.48	1.73
0.52	1.02	1.08	1.16	1.22	1.31	1.39	1.64
0.54	0.94	0.99	1.07	1.13	1.23	1.31	1.56
0.56	0.86	0.91	1.00	1.05	1.15	1.23	1.48
0.58	0.78	0.84	0.92	0.98	1.08	1.15	1.40
0.60	0.71	0.77	0.85	0.91	1.00	1.08	1.33

Tabla para la determinación de energía reactiva partiendo de un fp menor hacia uno mayor

DIAGRAMA * 38

Ejemplo:

DATOS:

cos ϕ 1 existente = 0.66cos ϕ 2 deseado = 0.85Potencia activa P_w = 120

Si nos vamos al DIAGRAMA # 38 con los valores de los datos anteriores, se encuentra el valor del multiplicativo de la potencia activa, para obtener la cantidad de potencia reactiva, con lo cual se obtiene:

$$0.52 \times 120 = 62.5 \text{ kVA.}$$

Para lograr un cos ϕ 2 = 0.85 se deberá instalar, en este caso, una potencia reactiva de 60 kVAR.

La potencia reactiva del capacitor o capacitores necesarios para la corrección del factor de potencia se determina por la capacidad C del capacitor, por la tensión de servicio U y el valor $\omega = 2\pi f$, siendo entonces $P_c = U^2 \cdot \omega C$. lo cual para el ejemplo anterior, da como resultado que la potencia de un capacitor se determina por capacidad con una frecuencia constante, que está dada por la tensión aplicada a sus bornes y es variables con el cuadrado de la misma.

Como para la compensación de una planta industrial es necesario obtener valores promedio de carga y del factor de potencia, por lo tanto, se deberán tomar varias mediciones, a través de una jornada de trabajo.

Como se ha mencionado anteriormente, el método más efectivo de corrección del factor de potencia es el de los capacitores de potencia; en la actualidad el método de instalación de este tipo de capacitores se aplica a través de un banco ya sea manual ó automático, el cual se describe a continuación.

MOTIVOS PARA INSTALAR BANCOS DE CAPACITORES DESCONECTABLES:

La razón primordial del uso de bancos de capacitores desconectables es la de optimizar la calidad y la economía de la distribución y el consumo de la energía eléctrica, que avanza un paso más en las mejoras que pueden lograrse en un sistema eléctrico al instalar bancos de capacitores fijos. En particular, pueden mencionarse los motivos específicos siguientes:

a.- Demanda variable de potencia reactiva: Las plantas industriales, instalaciones de fundición de metales, equipos de laminación, instalaciones de bombeo, aire acondicionado, sistemas de refrigeración... etc., representan cargas con una demanda de potencia reactiva considerablemente variable para los sistemas de distribución de energía eléctrica. Los capacitores de potencia desconectables pueden proveer esta potencia reactiva en los momentos de mayor necesidad, que salen fuera de operación al disminuir la demanda.

b.- Regulación de voltaje: La regulación de voltaje de un sistema eléctrico puede requerir el uso de grandes cantidades de capacitores durante las horas de plena carga, que deben ser desconectados cuando la carga del sistema disminuye. De lo contrario, pueden producirse sobrevoltajes en los momentos de baja carga que además de ser indeseables por razones de seguridad, vida media y regularidad en el funcionamiento de motores y equipos eléctricos en general, también pueden llegar a sobreexcitar los transformadores, y causar un flujo excesivo de corrientes armónicas en el sistema. Los capacitores de potencia pueden ser coordinados también con los reguladores de voltaje, para obtener rangos de voltaje que no sería posible alcanzar usando reguladores solamente.

c.- Evitar un factor de potencia excesivamente adelantado en los generadores: en los casos en que la cantidad de capacitores instalados en el sistema sea suficientemente elevada como para poder corregir el factor de potencia en los generadores a la unidad o a valores adelantados, puede ser necesario desconectar los capacitores en los momentos de baja carga a fin de evitar una excitación excesivamente baja en los generadores. Esta circunstancia podría reducir el margen de estabilidad del sistema a valores peligrosos.

D.- Reducción de pérdidas por efecto joule: a veces, puede ser necesario desconectar capacitores del sistema, en concordancia con la demanda de potencia reactiva en las líneas, a fin de minimizar pérdidas por efecto joule, que son producidas por corrientes tanto en atraso como en adelante con respecto al voltaje.

E.- Proporcionar subidas de voltaje en situaciones de emergencia: en la práctica, pueden presentarse en un sistema eléctrico zonas de caída excesiva de voltaje ocasionadas por un aumento excepcional de la demanda. En estos casos, instalar capacitores desconectables puede presentar una buena solución provisional mientras se toman medidas correctivas de tipo permanente.

Los capacitores desconectables pueden instalarse también en ciertos circuitos, con la finalidad de provocar sobrevoltajes deliberadamente durante pequeños períodos de tiempo, y ocasionar un flujo adicional de potencia reactiva para el arranque de motores, una mejora de la estabilidad del sistema o mejoras extremas del voltaje o del factor de potencia. Estas necesidades pueden presentarse especialmente después de un apagón prolongado.

F.- Máxima utilización del equipo de potencia: en una instalación determinada, pretender trabajar al máximo de capacidad instalada, puede requerir el uso de capacitores que deben ser conectados en estas condiciones de carga, para corregir el factor de potencia y evitar corrientes excesivas.

G.- Control del flujo de corrientes reactivas en el sistema: instalando capacitores de potencia en puntos del sistema especialmente elegidos, puede lograrse una mayor utilización del equipo eléctrico existente, controlando el flujo de corrientes reactivas y manteniendo los niveles de voltaje. Pueden existir otras muchas razones para el uso de capacitores de potencia desconectables. En cada caso particular, deben estudiarse cuidadosamente los factores técnicos y económicos, a fin de determinar la solución más adecuada.

B.- CONSIDERACIONES IMPORTANTES AL ELEGIR UN BANCO DE CAPACITORES:

En los momentos de conexión o desconexión de un banco de capacitores, pueden producirse sobre voltajes y sobrecorrientes transitorias de gran intensidad. Esto es debido a la circunstancia de operarse una carga capacitiva prácticamente pura (corriente desfasada noventa grados, en adelante,

respecto al voltaje) que además, cuenta con una gran capacidad para almacenar energía. Si el equipo de conexión y desconexión con el que se operan los capacitores no es adecuado, estos sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorias, pueden ocasionar perturbaciones considerables en el sistema y en algunos casos, incluso el deterioro o el fallo del equipo de capacitores, de algún equipo adyacente o incluso de los mismos capacitores. Estas perturbaciones son tanto más críticas, cuanto más alto es el voltaje del banco de capacitores o mayor es la potencia reactiva del mismo.

Por consiguiente, a la hora de elegir el equipo de conexión y desconexión, es importante asegurarse de su capacidad para operar el banco de capacitores que se va a instalar, bajo las circunstancias de instalación de cada paso en particular. Deben revisarse los factores siguientes:

- 1.- Voltaje nominal: el voltaje nominal del equipo de conexión y desconexión debe ser adecuado para el voltaje de la línea en que va a efectuarse la instalación.
- 2.- Garantía del equipo para operar con cargas capacitivas puras: en las instalaciones de alta tensión, debe comprobarse que el fabricante garantiza la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas puras y obtenerse información sobre la máxima potencia reactiva que se puede conectar y desconectar, para los diferentes voltajes de operación.

En el momento de la desconexión, el voltaje a que quedan cargados los capacitores puede ocasionar fuertes diferencias de potencial entre los contactos fijos y móvil del equipo de desconexión. Esto puede originar reigniciones del arco, o rearqueos, que produzcan fuertes sobrevoltajes sobre los capacitores y en el punto de la red donde se está efectuando la desconexión. Este peligro se evita asegurándose de la elección de un equipo diseñado especialmente para conectar y desconectar capacitores.

- 3.- Corriente nominal: en alta tensión, la corriente nominal del equipo de conexión y desconexión debe excederse en un 35%, como mínimo, a la corriente nominal, por fase, del banco de capacitores que va a operar. El objeto de este margen es para tener en cuenta las tolerancias de fabricación de los capacitores, en cuanto a potencia reactivas se refiere (tolerancias normalmente positivas) y la posible operación a un 10% de sobrevoltaje.

En baja tensión, puede ser necesario tomar márgenes todavía mayores, que dependen del tipo de equipos de conexión y desconexión elegido e incluso del tipo de instalación efectuada.

4.- Corriente instantánea de conexión: en el momento de conectar a la red un banco de capacitores, se producen picos de corriente, que en la práctica pueden llegar a alcanzar valores de 10 veces, o más el valor de cresta de la corriente nominal del banco. La magnitud exacta de estos picos de corriente depende del tamaño del banco (potencia reactiva) y de la impedancia del sistema en el punto donde se efectúe la conexión. Debe comprobarse que la corriente instantánea que garantiza el fabricante para el equipo de conexión y desconexión sea igual o mayor que la representada por estos picos de corriente.

Estas corrientes instantáneas de conexión pueden presentar una severidad extrema cuando se energizan bancos de capacitores conectados en paralelo. La descarga de un banco de capacitores sobre otro puede originar corrientes de frecuencia elevada, con picos que excedan en 100 ó 200 veces el valor de cresta de la corriente nominal de cualquiera de los bancos. Estas corrientes pueden llegar a destruir los equipos de conexión y desconexión en unas pocas operaciones, e incluso pueden llegar a dañar los capacitores. Para evitar riesgos, debe comprobarse que la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas conectadas en paralelo es adecuada. Este dato suele proporcionarlo el fabricante, junto con la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas aisladas. Sin embargo, lo más práctico en cualquier caso, es calcular la corriente de conexión y desconexión. La corriente de conexión depende del tamaño de los bancos conectados en paralelo y de la inductancia del cableado interpuesto entre ambos bancos. Aumentando artificialmente esta inductancia, puede reducirse fácilmente la corriente instantánea de conexión a valores que resulten apropiados.

5.- corriente de corto circuito: normalmente, para conectar y desconectar capacitores de potencia en alta tensión, se usan interruptores de baja capacidad interruptiva, o desconectores, a los que no se les exige capacidad interruptiva para corrientes de cortocircuito. El desconector, es complementando con fusibles de potencia adecuados, suele proporcionar una solución segura y económica. En baja tensión, se adopta una solución análoga, usándose contactores y fusibles. Como estos desconectores y contactores deben ser capaces de resistir las corrientes de cortocircuito del

sistema en posición de contactos cerrados, debe comprobarse que éstas no excedan a los valores de corriente de cortocircuito especificados por el fabricante.

6.-Capacidad interruptiva: Cuando se decida operar los capacitores con un interruptor, éste debe contar con una capacidad interruptiva suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores. Hay interruptores que cuentan con una cierta limitación para el producto corriente frecuencia. En estos casos, también debe comprobarse que el límite impuesto por el fabricante no va a ser excedido.

La última meta en la corrección de factor de potencia es reducir o aún mejor eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para hacer esto, es necesario distribuir las unidades capacitoras, que depende de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia.

BANCO DE CAPACITORES DE POTENCIA AUTOMATICO

La potencia reactiva requerida (capacitiva) no es completamente constante durante las 24 horas del día. El requerimiento para potencia reactiva puede ser dividida en tres categorías

a.-Requerimiento práctico constante: este caso se aplica cuando la carga reactiva es constante. Esto es cierto considerando la compensación de la corriente de magnetización de un transformador de distribución. Por ejemplo: un capacitor fijo puede ser usado.

b.-Requerimiento variable: este caso puede resultar cuando la carga reactiva total varía durante el día, pero es aún demasiado pequeña para ser compensada individualmente en los objetos de carga diferentes (por razones de costo). Para este caso se debe usar un capacitor de una potencia reactiva variable con la carga. Este es un banco de capacitores automático.

c.-Requerimientos instantáneos: este caso se aplica cuando el requerimiento es significativo en tamaño y la conmutación rápida es esencial (entre 0 y 25 ms). Capacitores controlados por tiristores pueden ser empleados.

Para determinar si es necesaria la instalación de un banco de capacitores del tipo automático, puede calcularse el valor que va a tomar el factor de potencia en condiciones de carga mínima, suponiendo que es instalado un banco fijo que corrige el factor de potencia al 85%, en condiciones de plena carga. Si el resultado es un factor de potencia significativamente en adelanto, debe instalarse un banco desconectable o automático, que sea capaz de mantener un factor de potencia próximo a la unidad, en cualquier condición de carga. Otra solución, normalmente más cara, al caso de grandes fluctuaciones de carga, consiste en instalar los capacitores junto a las cargas (compensación individual) conectando y desconectando cada carga junto con sus capacitores correspondientes.

PRINCIPIOS DE OPERACION DE UN BANCO DE CAPACITORES:

Cada banco es construido con un cierto número de capacitores trifásicos colocados en el mismo gabinete. Los capacitores pueden ser arreglados en grupos paralelos y conmutarlos con contactores. El número de capacitores autónomos está usualmente referido como pasos. El número de pasos son generalmente cinco o seis. La conmutación de los contactores y sus capacitores individuales es controlada por un regulador (varómetro).

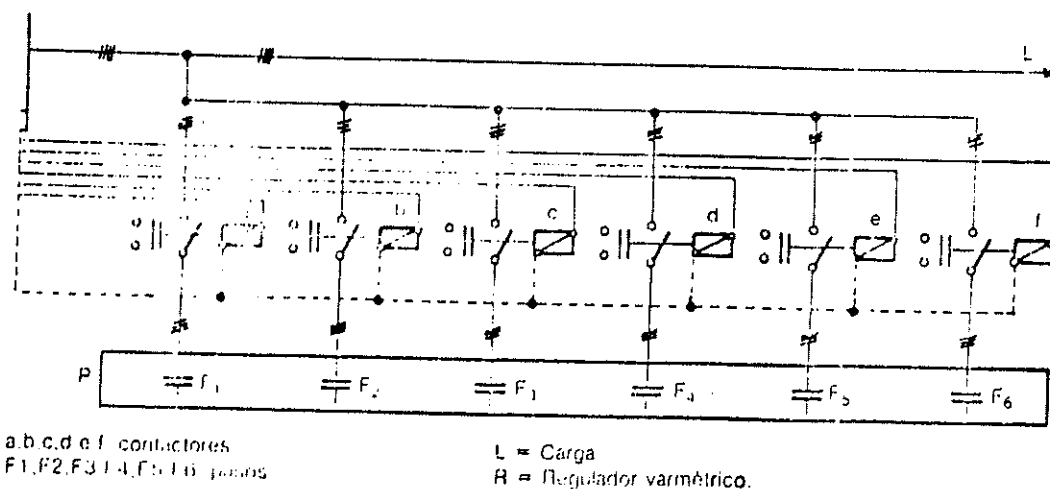


Diagrama # 39

Diagrama esquemático de un banco automático de capacitores

ELEMENTOS BASICOS DE UN BANCO AUTOMATICO:

En las compañías eléctricas existe una marcada tendencia a instalar cada día una mayor proporción de bancos de capacitores de potencia desconectables, con relación a bancos fijos y es probable que en un futuro no muy lejano, prácticamente todos los capacitores de potencia instalados sean desconectables. Los bancos desconectables, operados principalmente en forma automática, pueden permitir la máxima explotación de los beneficios propios del uso de capacitores, para cualesquiera que sean las condiciones de carga.

La operación automática se efectúa por medio de controles sensibles a una cierta magnitud física, cuya fluctuación a lo largo de tiempo determina los momentos en que el banco de capacitores debe entrar o salir de operación. Estos controles son calibrados convenientemente, para que envíen una señal de cierre o de apertura al contactor o al desconectador del banco en los momentos en los que éstos deba operar. Existen normalmente un retardo del tiempo, entre la detección de la señal de operación y la orden de operación en sí, con la doble finalidad de que el control no actúe indebidamente, excitado por algún fenómeno transitorio, y para hacer posible la coordinación con algún otro sistema de protección o control. En resumen, los elementos básicos de un control automático son:

- a.- Un elemento que detecta los cambios de la magnitud física, o variable de control, a la que el control es sensible.
- b.- Un juego de contactos capaces de iniciar la operación de cierre o de apertura del desconectador, operados por el elemento sensible cuando la variable de control alcanza ciertos valores predeterminados.
- c.- Un medio de ajustar los valores predeterminados de la variable de control para los que deben operar dichos contactos.
- d.- Un retardo de tiempo, muchas veces ajustable, entre el momento en que la variable de control ha alcanzado un valor de operación y la orden final de operación.

Existe una gran variedad de controles automáticos sensibles a diferentes magnitudes físicas: **Voltaje de la línea, corriente, potencia reactiva demandada por la carga**, etc. Para

elegir el control más adecuado en una aplicación particular, es conveniente tomar datos experimentales sobre cómo varían con el tiempo las distintas magnitudes físicas mencionadas, en el punto destinado a la instalación del banco de capacitores. De esta forma, puede verse cuál es la variable cuya fluctuación que se ajuste más a la secuencia de tiempo de operación que debe seguir el banco de capacitores para cumplir con los fines perseguidos al instalarlo.

CONTROLES DE VOLTAJE: son los controles de uso más común en la operación automática de bancos de capacitores. El elemento sensible consiste en un voltímetro capaz de abrir y cerrar los contactos que inician la operación del desconectador del banco. Operan con base en 120 voltios, y pueden usarse en lugares donde el voltaje descienda al menos 4 voltios, en condiciones de plena carga. La conexión de los capacitores al sistema proporciona corrientes reactivas a la carga y hace subir el voltaje. La desconexión de los capacitores se efectúa en los períodos en que tiende a subir el voltaje por haber disminuido el volumen de la carga.

La subida del voltaje que origina la conexión de un banco de capacitores, o bien una sección de un banco de capacitores dividido en secciones desconectables, puede calcularse, en tanto por ciento, por medio de la expresión [1] (vease capítulo II), o bien, por medio de la expresión equivalente:

$$\lambda = \frac{100}{kV_{Acc}} Q \% \quad [1]$$

Donde Q sigue siendo la potencia reactiva del banco de capacitores (o de la sección) conectado a la línea y kV_{Acc} es la potencia de cortocircuito trifásico del sistema, en el punto de instalación de los capacitores. La diferencia entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo a que se calibra el control, para que origine las operaciones de desconexión y conexión, respectivamente, del banco de capacitores, se llama ancho de banda; éste debe de elegirse de manera que sea siempre mayor que la elevación de voltaje que produce cualquier sección del banco de capacitores al entrar en operaciones repetitivas de conexión y desconexión, fuera de control. Este fenómeno se conoce como "bombeo" del control.

Los controles de voltaje no pueden usarse en las zonas de las líneas reguladoras donde el voltaje se mantiene prácticamente constante. Como en estas zonas, el voltaje suele mantenerse más alto en los períodos de plena carga, se podrá tender a que los capacitores salieran de operación cuando más se les necesita, si se instalaran con controles calibrados de una forma estándar.

C.- CONTROLES DE CORRIENTE: se usan principalmente en líneas reguladoras, en las zonas donde los controles de voltaje no operarían satisfactoriamente. El transformador de corriente que alimenta al elemento sensible de estos controles (un amperímetro) debe ser instalado entre los capacitores y la carga, de forma que en cualquier momento, el control reciba la señal de corriente total que está demandando la carga. De esta manera, los capacitores pueden entrar en operación en los períodos de máxima carga. Si el control se instalara entre los capacitores y el generador, al entrar en operación el banco de capacitores, disminuirá la corriente que detecta el control y volverían a salir de operación los capacitores, y se producirían un "bombeo" del control.

CONTROLES DE KILOVARES: sirven para limitar a un valor tan pequeño como sea conveniente el suministro de potencia reactiva de los generadores para reducir al máximo las pérdidas eléctricas y las caídas de voltaje en las líneas, o relevar la máxima capacidad de generación y transmisión del sistema posible. El elemento sensible de estos controladores es un medidor de potencia reactiva

BANCOS AUXILIARES

Los bancos auxiliares de capacitores son preparados para grandes rangos de potencia. De hecho, la potencia de cada paso de capacitores puede ser doblada instalando próximo al banco principal un banco auxiliar con una superestación que contiene seis contactores idénticos a aquellos del banco principal. Esos contactores están conectados a los contactos auxiliares de los contactores principales y conmutarán la segunda unidad simultánea con la unidad principal.

De esta manera, se obtiene una conexión en cascada. Es posible multiplicar el número de bancos aún más. El principio es el mismo. por ejemplo, el contacto auxiliar de cada contactor es usado para enganchar los pasos correspondientes en las siguientes unidades auxiliares. Los bancos de capacitores

auxiliares no están equipados con reguladores de VAR y cada uno aumenta el valor de un paso por un sexto de la potencia adicional conectada.

En lo que respecta a la instalación cuando se desea conectar un banco de capacitores de potencia, la decisión de instalarlo en alta o baja tensión, tiene varios factores, entre los cuales se pueden mencionar:

A.- Factor económico: desde el punto de vista económico, suele resultar mucho más interesante el instalar los capacitores en el lado de alta tensión que en el de baja. Para voltajes de línea de hasta unos 46 KV, la instalación de un banco de capacitores fijo en el lado de alta tensión suele resultar unas 10 veces más económica que la instalación de un banco de la misma potencia reactiva instalado en el lado de las bajas tensiones industriales. Si en lugar de ser el banco fijo, se trata de un banco desconectable (con desconexiones operadas manual o eléctricamente, capaces de conectar y desconectar el banco con carga), la instalación en alta tensión sigue resultando unas 6 veces más económica que en baja.

Para voltajes de línea superiores a los 100kV, el aislamiento del banco y especialmente, el equipo de conexión y desconexión, suele encarecer notablemente el costo del banco de capacitores. Análogamente, en las instalaciones de bancos de capacitores de gran potencia reactiva, también resulta encarecido el costo por kilovar instalado. No obstante, el costo de un banco de capacitores instalado en alta tensión, siempre resulta notablemente ventajoso frente al costo de un banco equivalente, instalado en el lado de baja tensión.

Sin embargo, puede existir razones de tipo técnico que hagan necesarias la instalación de los capacitores en baja tensión.

B.- Factores técnicos: cuando se quiere corregir el factor de potencia para evitar el pago de penalización a las empresas de energía eléctrica, deben instalarse los capacitores detrás del equipo de medida de consumo de energía eléctrica, de manera que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga de la industria no pase a través de dicho equipo de medición. Por consiguiente,

cuando el equipo de medida se encuentre instalado en el lado de baja tensión, los capacitores de potencia deben de ser instalados también en baja tensión.

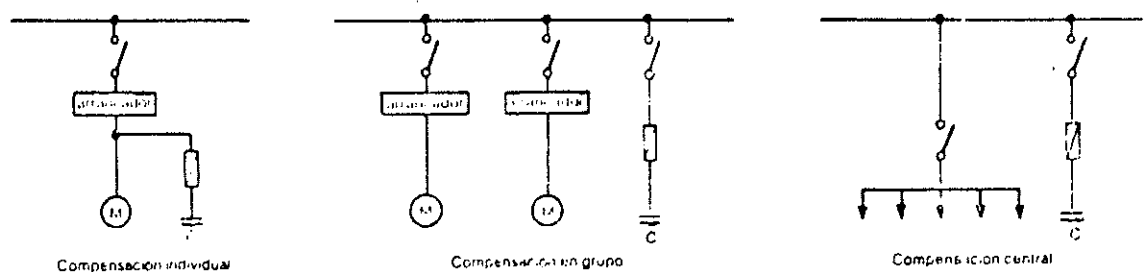
Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario de dicho transformador (normalmente, lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo. Cuando se quieren disminuir las pérdidas por efecto Joule en una cierta instalación industrial, los capacitores deben instalarse junto a las cargas principales, de forma que eviten el paso de corriente inductivas por el cableado. Si las cargas están conectadas en baja tensión, los capacitores deberán instalarse también en baja tensión.

La corrección del factor de Potencia es reducir o incluso eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para hacer esto, es necesario distribuir las unidades capacitoras, que depende de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia.

Las unidades capacitoras pueden ser instaladas en varios puntos en la red de distribución en una planta. Cuatro tipos principales de instalaciones pueden distinguirse

- Compensación individual
- Compensación en grupo
- Compensación central
- Compensación combinada.

Cada una de las instalaciones citadas arriba corresponde a una aplicación específica.



Distintas formas de compensación

DIAGRAMA # 40

COMPENSACION DE MOTOR INDIVIDUAL:

La compensación de motor individual es particularmente útil para motores de inducción. Las siguientes ventajas se obtienen:

- Instalando los capacitores cerca de la carga, la potencia reactiva es confinada al segmento más pequeño posible de la red.
- El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el capacitor, eliminando así el costo de un dispositivo de control del capacitor solo.
- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores, y no son necesarios controles complementarios.
- Los capacitores son puestos en servicio solo cuando el motor está trabajando.

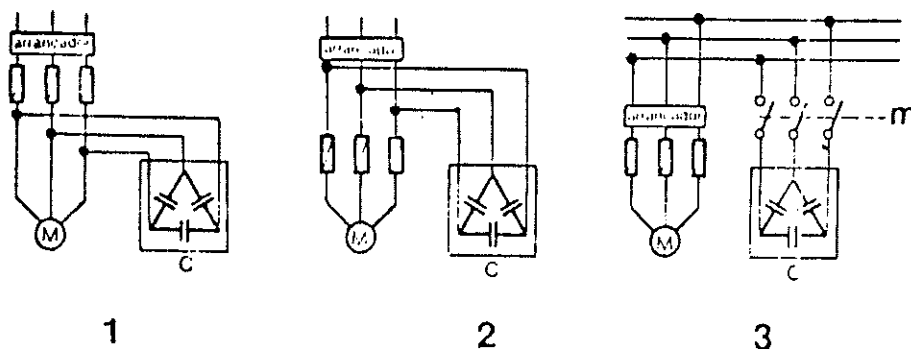


DIAGRAMA * 41

Arranque directo de un motor de inducción

Conexión de capacitores para motores de inducción equipados con arrancadoresY- D estrella- delta.

Como se sabe que el capacitor no debe de permanecer permanentemente conectado al motor en posición estrella.

Es necesario usar el circuito 3 del diagrama anterior o conectar los capacitores en forma monofásica y en paralelo con dos devanados del motor de tal modo que los capacitores sean conmutados de estrella a delta (de Y a Δ) simultáneamente con los devanados del motor.

Compensación de un transformador individual:

La carga de un transformador de distribución es usualmente desconocida; varía y puede aun ser cero (por ejemplo, durante la noche) y la compensación de potencia reactiva es, por lo tanto, usualmente limitada a la potencia consumida por el mismo transformador.

Esta potencia reactiva varía con el tipo y diseño del transformador. Si el medidor de kVAR es sensible a las corrientes inductiva y capacitiva, el valor del capacitor para ser instalado en el transformador debe ser determinado con cuidado.

Una regla general es elegir un valor entre 1.5 y 2.5 % del valor nominal del transformador.

Si el medidor en kVAR es sólo sensible a las corrientes inductivas, el valor del capacitor es generalmente escogido entre 4 y 6 % del valor nominal del transformador.

Para evitar problemas de resonancia con las armónicas, se debe revisar que la frecuencia de resonancia entre la inductancia de fuga del transformador y el capacitor de compensación esté lo suficientemente alejada de las frecuencias armónicas más comunes (3a, 5a, 7a, etc).

La frecuencia resonante puede ser calculada de la siguiente fórmula:

$$f = f_0 \sqrt{P_{cc}/Q}$$

donde:

f = Frecuencia resonante.

f₀ = Frecuencia fundamental del sistema.

P_{cc} = Potencia de corto circuito del transformador.

Q = Potencia del capacitor.

Si la frecuencia obtenida está muy cercana a la de una armónica, el valor del rango del capacitor debe ser modificado.

Para cada una de los métodos de corrección del factor de potencia mencionados anteriormente, existen sus ventajas y desventajas entre cada una de ellas, las cuales se pueden visualizar en el siguiente cuadro resumen:

VENTAJAS Y DESVENTAJAS CON DIFERENTES COMPENSACIONES

METODO DE COMPENSACION	CARACTERISTICA	VENTAJAS	DESVENTAJA
Individual	Aplica a los dispositivos bajo condiciones de carga continuas, cada uno conectado a un capacitor de valor apropiado.	-kVA producido en el punto -Reducción de pérdidas de línea y caídas de voltaje. -Ahorro de un dispositivo de conmutación	-Costo de los capacitores pequeños separado, más que un capacitor individual del valor total equivalente. -Factor de utilización del capacitor para dispositivos no conectados con frecuencia
grupo	dispositivos separadores son conectados a un capacitor común con su propio interruptor El capacitor es usado de acuerdo a las veces en que las cargas están en uso	-reducción de los costos de inversión de capital para capacitores. -Pérdidas y caídas de voltaje reducidas en las líneas de distribución.	-carga no aligerada sobre las líneas de alimentación principales.
Central	Producción de potencia en un punto solamente. En casos sencillos, el banco es conectado en el inicio y desconectado al final del trabajo	-Mejor utilización de la capacidad de los capacitores. -Supervisión fácil -Control automático puede considerarse. -Mejoria general del nivel de voltaje.	-carga no aligerada sobre la fuente principal y las líneas de distribución
Combinado	Compensación individual de dispositivos de carga muy grandes. Compensación central o de grupo para otros dispositivos.		

Cuando la potencia reactiva necesaria es variable, la compensación central frecuentemente involucra bancos automáticos de capacitores.

La compensación central siempre usada para mejorar el factor de potencia en instalaciones existentes.

En este capítulo se quiere dar a conocer al consumidor los diferentes métodos utilizados para la corrección del factor de potencia, el beneficio de tenerlo mayor de un 85%, por las pérdidas provocadas en los conductores, así como el encarecimiento de protecciones, relés, contactores, etc.

GLOSARIO

- **Carga instalada:** suma de la capacidad nominal de todo el equipo eléctrico que se conectará a la acometida de la empresa generadora de energía eléctrica.
- **Consumo:** cantidad de energía utilizada en un tiempo dado, en aspectos eléctricos, se mide en Kwh.
- **Costo de Venta:** pago que hace el susuario a la Empresa generadora de energía eléctrica por determinada cantidad de energía consumida.
- **Demanda máxima:** es el valor mayor de potencia requerida o demanda dada en un tiempo dado, se expresa en kW.
- **Demanda registrada:** conjunto de posibles usuarios que han realizado solicitudes del servicio de energía eléctrica y a quienes no se les puede proporcionar por falta de generación o deficiencia en las redes de la empresa generadora.
- **Equipo de medición:** son los aparatos necesarios para medir energía y/o potencia entregada a los clientes.
- **Empresas generadoras de energía eléctrica:** son las encargadas de vender energía eléctrica y servicios afines, ejemplo: E.E.G.S.A., I.N.D.E.
- **Energía:** es la potencia multiplicada por el tiempo.
- **Factor de Potencia (F.P.):** es la razón entre la potencia eléctrica útil consumida y la cantidad de potencia eléctrica que se debe suministrar al consumidor.

- **Kilovatio (kW)**: es la medida de potencia requerida por el cliente conforme a los equipos de medición utilizados para el caso.

- **Kilovatio-Hora (kWh)**: es la energía utilizada por el cliente a lo largo de un tiempo dado y se refleja como la suma de los kilovatios en una hora, los cuales se registran en los medidores en forma acumulativa (en un mes).

- **Placa de características**: datos del fabricante, sobre las características de una máquina, que van generalmente impresos sobre una placa metálica fijada en la misma máquina.

- **Pliego tarifario**: tabla del valor del costo de venta de la energía fijado para hacer rentable a la empresa generadora y que está calculado para distintos consumidores y que además puedan gozar de los beneficios de la energía eléctrica.

- **Potencia**: es la velocidad con la cual el circuito eléctrico ejecuta el trabajo. Está expresado en unidades llamadas vatios o más comúnmente, en miles de vatios ó Kilovatios.

- **Potencia Activa (P)** : esta potencia corresponde a una potencia activa o simplemente potencia, similar a la energía consumida por una resistencia.

- **Potencia Reactiva (Q)** : es la utilizada para la generación del campo magnético; está expresada en Volts-ampere reactivos (VAr)

- **Potencia Aparente (S)** : el producto de la corriente y el voltaje es llamada potencia aparente,, es también la resultante de la suma de los vectores gráficos de la potencia activa y la potencia reactiva.

- **Servicio**: es el punto de entrega de energía y potencia eléctrica que la empresa de generación eléctrica hace al cliente.

- **Usuario, Consumidor o Cliente:** es la persona natural o jurídica que contrata servicios de energía eléctrica con las Empresas de generación de energía eléctrica.

SIMBOLOGIA

- A** = Amperio
- cos θ** = Factor de Potencia.
- C°** = Grados centígrados
- CT'S** = Transformadores de corriente
- E.E.G.S.A** = Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
- F.P.** = Factor de Potencia.
- H.P.** = Caballos de Fuerza (Horse Power) = 0746 Kw.
- Hz.** = Hertz (ciclos por segundo)
- I** = Intensidad.
- I.N.D.E.** = Instituto Nacional de Electrificación.
- kV** = Kilovoltio.
- kWh** = Kilovatio-hora
- m.s.n.m.** = Metros sobre el nivel del mar.
- PT'S** = Transformadores de potencia
- Q** = Capacitancia
- R** = Resistencia (ohms)
- S.M.** = San Marcos
- S.R.I.O** = Sistema Regional de Interconexión de Occidente.
- W** = Watts ó vatios
- θ** = Angulo theta
- Tg θ** = Tangente de θ
- %** = Porcentaje.
- Ω** = Ohms

CONCLUSIONES

- 1.- Al instalar un medidor en un banco mayor de 300 kVA, se deberán de tener las siguientes características de medición: a) Demanda, b) kWh, c)kVARh,d) factor de potencia, e) medición en alta tensión, f) no de receta. Todo esto es para obtener la información necesaria que permita efectuar los cálculos para la facturación.
- 2.- La implementación del cobro del factor de potencia en la facturación traerá un beneficio doble al I.N.D.E. ; por una parte se podrá percibir cierta cantidad de dinero por penalización, y por otra la no generación de energía tanto reactiva como activa; y así tener la posibilidad de servir a mayor cantidad de usuarios.
- 3.- Que el Personal Técnico de Medición del I.N.D.E. , a través de este estudio, comprenda con mayor facilidad el método de penalización o gratificación, que incluya el parámetro del factor de potencia, a la hora de que se realice un cobro por éste .
- 4.- El porcentaje de energía que no es facturada actualmente en el S.R.I.D. , cuyo promedio es de 16%, el cual representa un ingreso que no recibe el I.N.D.E. , por no tener un adecuado cobro de energía. Esto sin tomar en cuenta el ahorro que se obtendría al no generar energía reactiva, y a la vez que lo realice el consumidor, lo cual representaría un porcentaje más o menos igual al anterior.

El ramal que posee menor factor de potencia es : en la sub estación La Esperanza (ver diagrama no 1 de interconexión en el capítulo #1), al cual se debe de poner mayor atención a la hora de implementar la sugerencia de cobro que incluye el parámetro del factor de potencia, ya que sólo en este punto se está dejando de recibir un buen porcentaje concepto de la energía eléctrica de las empresas Industriales que consumen en ese ramal.

5.- La propuesta de cobro de energía eléctrica tiene como base 85% de factor de potencia, y si es inferior a éste se penalizará con el método descrito en el capítulo IV, y se gratificará hasta un 2% cuando se llegue a tener un factor de potencia de 100%.

RECOMENDACIONES

1.- Económicamente es más rentable para el mismo usuario que genere su propia potencia reactiva a que sea adquirida por parte del I.N.D.E., ya que de esta forma le resultará a con un costo mayor en el centro de costo de energía.

2.- Con la implementación del cobro del factor de potencia, se podrá tener una mejor estandarización del mismo, de la forma en que se realiza en la actualidad, ya que no se cobra una energía que es generada; para esto se recomiendan rangos y parámetros específicos técnicamente diseñados para su implementación.

3.- Los usuarios afectados por el cobro del factor de potencia deberán de ser mayores de 300 kVA, ya que en este rango está la mayoría de usuarios de mayor consumo de energía reactiva, que no es cobrada.

4.- El factor de potencia de 0.85 es punto de equilibrio, bien sea para gratificar al consumidor o penalizarlo a la hora de implementar el cobro de energía con el factor de potencia incluido en ésta.

5.- La mejor forma de la instalación de capacitores en una industria para mejorar el factor de potencia, es la de capacitores fijos en cargas altas (arriba de 25 Hp) y un banco de conexión y desconexión automática para cargas no constantes.

6.- Que el personal técnico de la sección de medición, sea capacitado para la operación de equipos para efectuar mediciones de los parámetros de mayor importancia, y así poder resolver dudas de los usuarios, a la hora en que éstos las tengan, respecto del cobro por factor de potencia y la forma de corregirlo en cada una de sus industrias.

- La fórmula recomendada del factor de potencia para el cobro de energía es:

$$F.P. = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVAh^2}}$$

- Los parámetros que el consumidor deberá de cumplir para la aplicación del cobro son:
- Capacidad instalada de más de 300 kVA de banco de transformadores.
 - Se penalizará a partir de un 0.85 de factor de potencia hacia abajo.
 - Se gratificará a partir de un 0.85 de factor de potencia hacia arriba.
 - Se podrá penalizar por medio de 2 métodos (ver capítulo IV pág 75).

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Murray R. Spiegel. MANUAL DE FORMULAS Y TABLAS MATEMATICAS. México: Edit. Mc. Graw Hill. 1,970. 5- 15 pp.
- 2.- ALL IN ONE. 10ª edición. Estados Unidos: s.p.i. 1,987. 1-110 pp.
- 3.- COMERCIALIZACION DE GANADO BOVINO Y DE CARNE EN GUATEMALA. Guatemala: s.p.i. 1,980. 1 - 200 pp.
- 4.- CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA CON CAPACITORES. México: s.p.i. 1,990. 1-270pp
- 5.- CURSO ELEMENTAL DE CONTADORES. Guatemala: s.p.i. 1,978. 1-35 pp.
- 6.- ELECTRICIDAD. México: s.p.i. 1,980. 89-114 pp.
- 7.- EQUIPOS AUTOMATICOS SIEMENS PARA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA. México: s.p.i. s.f. 1-10pp
- 8.- MANUAL DE ADMINISTRACION DE ENERGIA. Guatemala: s.p.i. 1,984. 1-30 pp
- 9.- MANUAL DE AUDITORES DE ENERGIA. Guatemala: s.p.i. 1,985. 1-20 pp.
- 10.- PLIEGO TARIFARIO PARA SERVICIO DE ELECTRICIDAD. Guatemala: s.p.i. 1,993. 1-15 pp.
- 11.- QUANTUM ELECTRONIC METER FIELD REFERENCE MANUAL. Estados Unidos: s.p.i. 1,991. 1-275 pp.