

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA

*SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN*

ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES RAPIDAS DE VOLTAJE COMO CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

TESIS

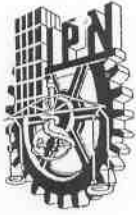
**Que para obtener el grado de:
Maestro en Ciencias con
especialidad en Ingeniería
Eléctrica**

PRESENTA:

Florencio Beltrán Navarrete



MÉXICO, D.F., ENERO 2005



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 17:00 horas del día 13 del mes de Octubre del 2004 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada Por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. Para examinar la tesis de grado titulada:

“ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES RÁPIDAS DE VOLTAJE PARA LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ”

Presentada por el alumno:

BELTRÁN

Apellido paterno

NAVARRETE

materno

FLORENCIO

nombre(s)

Con registro:

A	7	8	0	0	7	8
---	---	---	---	---	---	---


aspirante al grado de:


MAESTRO EN CIENCIAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.


LA COMISION REVISORA

Director de tesis


M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER


DR. DANIEL OLGUIN SALINAS



DR. JOSE ALBERTO GOMEZ HERNANDEZ


M. EN C. JESUS REYES GARCIA


DR. JAIME ROBLES GARCIA


M. EN C. DOMITILIO LIBREROS


SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
EL PRESIDENTE DEL COLEGIO


DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 6 de! mes diciembre del año 2004 el (la) que suscribe Florencio Beltrán Navarrete alumno(a) del Programa de Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Eléctrica con número de registro A780078, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberte Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo intitulado: Análisis de las Variaciones Rápidas de Voltaje para la Calidad de la Energía Eléctrica, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: ing_fbeltran43@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.



Nombre y firma

Resumen.

Al recabar información respecto a los problemas de la calidad de la energía eléctrica uno se puede encontrar que desde hace algunos años, se está registrando en todos los países industrializados una creciente sensibilidad hacia la “calidad del producto electricidad” o, dicho de otra forma, hacia la “calidad de la onda de tensión”. Lo anterior es debido a que en las instalaciones eléctricas no se tenían serios problemas de operación en los equipos que estaban instalados, porque se tenían límites de tolerancia impuestos por las mismas compañías suministradoras en cuanto a la magnitud del voltaje y a la frecuencia se refiere. Por lo cual, se consideraba que la calidad de la energía eléctrica a los consumidores era bastante buena, lo cual es cierto. En lo que a la magnitud de voltaje se refiere se emplea el criterio conocido de $\pm 10\%$ para decidir el nivel de voltaje. Asimismo, se emplea el criterio de ± 0.5 Hertz de variación de frecuencia, el cual para este fenómeno ofrece un margen de tolerancia, sin embargo, en relación a este problema se han tenido mejoras excepcionales gracias a los equipos de control que se tienen en las centrales generadoras los cuales se han sofisticado a tal grado que permiten un ajuste rápido de la frecuencia de generación aun en casos muy severos. Estos dos criterios han sido bastante útiles y hasta la fecha continúan empleándose, considerando sin embargo sólo estos dos límites no es posible garantizar el funcionamiento correcto y adecuado de los equipos electrónicos que se emplean actualmente como base de los procesos de producción.

El problema de la falta de calidad en la energía suministrada se comenzó a observar desde que las computadoras comenzaron a instalarse y por causas extrañas, en ocasiones inexplicables fallaban, es decir, la variación en el voltaje estaba dentro del $\pm 5\%$ de la magnitud nominal y lo mismo ocurría con la frecuencia, pero la computadora no había almacenado los datos o bien no había tomado la decisión correcta de energía.

Las alteraciones de la “calidad de la onda” son inevitables, tienen lugar en los propios procesos de generación, transmisión y distribución, así como en su utilización por determinados tipos de receptores, se les asociaba a distintos problema como son descargas atmosféricas, de regulación de voltaje, energización de capacitores, etc., lo cual también es correcto. Sin embargo, sólo en los últimos años regularmente se están convirtiendo en un motivo de preocupación por dos causas:

- Por un lado, los procesos industriales requieren, día con día, una mayor calidad de todos los productos utilizados y, en particular, de la electricidad, haciéndose más sensibles a las alteraciones que puedan existir. El equipo automatizado se encuentra actualmente en casi todas las instalaciones eléctricas industriales y comerciales, estos equipos son los de control de procesos (controladores lógicos programables PLC), controladores de velocidad de motores (Adjustable Speed Drivers ASD), equipos de rectificación e inversión, así como todos los equipos que en sus funciones involucren el empleo de microprocesadores como cerebro de todas las operaciones que realizan, son conocidos como equipos sensibles que ha provocado una evolución en lo que se refiere al concepto de confiabilidad y requerimientos de alimentación
- Por otro lado, el uso creciente de receptores que generan perturbaciones hace que el nivel de contaminación general de los sistemas eléctricos esté aumentando, así que puede perjudicar la operación normal de los demás receptores conectados a ellos y, en definitiva, extendiendo el problema de la “Calidad de la Onda”. Consciente de ello, se pretende la elaboración de esta tesis para dar a conocer esta situación más allá del grupo de especialistas que la estudia. .Analizar los aspectos técnicos fundamentales de las alteraciones de la onda de tensión en los sistemas eléctricos de mediana y baja tensión como puede ser cualquier industria, exponiendo las causas que las originan, los efectos que producen y las acciones que se pueden aplicar para prevenirlas y corregirlas Así, se podrá profundizar en

el conocimiento de este tema y, por tanto, buscar soluciones a los problemas que se presenten.

Hasta ahora, el nivel de calidad ha ido manteniéndose e incluso mejorándose con la regulación del voltaje. En el aspecto técnico de la calidad y continuidad del servicio eléctrico está íntimamente relacionado con la operación y el mantenimiento de la red del suministro, tiene una relación directa con el nivel de inversión, todo ello a pesar de no existir en México prácticamente ningún reglamento ni exigencia alguna, el entorno regulativo, está en evolución, puede cambiar y empeorar la calidad debido a los nuevos incentivos para la reducción de costos.

La sensibilidad de cada red depende principalmente de su topología y de los niveles de las corrientes de corto circuito, es por esto que conviene contar con herramientas que permitan predecir la magnitud y la duración para fallas en diferentes puntos en la red. Las disminuciones de voltaje que se producen por el arranque de motores y se identifican como el fenómeno del parpadeo o Flicker, sobre todo en situaciones donde la operación del motor es de tipo cíclico.

Es importante señalar la diferencia entre una interrupción de servicio (perdida completa del voltaje) y una depresión de voltaje. La primera se presenta cuando un dispositivo de protección interrumpe el circuito que alimenta a un determinado usuario, normalmente solo ocurre cuando existe una falla en ese circuito. Las depresiones de voltaje se generan durante el tiempo que persiste la falla sobre una amplia porción del sistema de potencia, las fallas en alimentadores paralelos o en el sistema de transmisión que ocasionan depresiones de voltaje pero no interrupciones. En consecuencia los abatimientos son mas frecuentes que las interrupciones de servicio.

Summary.

The to gain information regarding the problems of the quality electric power one can be that for some years, its is registering in all the industrialized countries a growing sensibility toward the quality of the product electricity or, said in another way, toward the quality of the wave of voltage the above-mentioned is because in the electric facilities serious problems of operation were not had in the teams that were installed, because limits of tolerance were had imposed by the same companies supplies in what refers to the magnitude of the voltage and the frequency. Reason why, it was considered that the quality of the electric power to the consumers was quite good, that which is certain. In what refers to the voltage magnitude it uses the well-known approach of 10% to decide the voltage level. Also, the approach of 0.5 Hertz of variation of frequency is used, which offers a margin of tolerance for this phenomenon, however, in relation to this problem exceptional improvements have been had thanks to the control teams that are had in the generating power stations which have been sophisticated to such a degree that you they allow an express it even adjusts of the generation frequency in very severe cases. These two approaches have been quite useful and so far they continue being used, but considering these two limits is not only possible to guarantee the correct and appropriate operation of the electronic teams that at the moment is used like base of the production processes.

The problem of the lack of quality in the given energy you began to observe since the computers began to settle and for strange causes, in inexplicable occasions they failed, that is to say, the variation in the voltage was inside 5% of the nominal magnitude and the same thing happened with the frequency, but the computer had not stored the data or he/she had not made the correct decision of energy.

The alterations of the quality of the wave take place in the own generation processes, transmission and distribution, as well as in their use for certain types of receivers, therefore, they are unavoidable. they were associated to different problem like they are atmospheric discharges, of

voltage regulation, capacitors energization, etc., that which is also correct. However, only in the last years they are becoming a reason of concern. because regularly, for two causes:

or on one hand, the industrial processes require, by day in day, a bigger quality of all the used products and, in particular, of the electricity, being made more sensitive to the alterations than they can exist. The automated team is at the moment in almost all the industrial and commercial electric facilities, these teams are those of control of processes (programmable logical controllers PLC), controllers of speed of motors (Adjustable Speed Drivers ASD), rectification teams and investment, as well as all the teams that involve the employment of microprocessors like brain of the whole operations that carry out, in their functions are known as sensitive teams it has caused an evolution in what refers to the concept of dependability and feeding requirements

or on the other hand, the growing use of receivers that you/they generate interferences makes that the level of general contamination of the electric systems is increasing this way that can harm the normal operation from the other connected receivers to them and, in definitive, extending the problem of the Quality of the Wave". Aware of it, the elaboration of this thesis is sought to give to know this situation beyond the group of specialists that he/she studies it. Analysis the fundamental technical aspects of the alterations of the wave of tension in the electric systems of medium and low tension like it can be any industry, exposing the causes that originate them, the effects that take place and the actions that can be applied to prevent them and to correct This way them, one will be able to deepen in the knowledge of this topic and, therefore, to look for solutions to the problems that are presented.

Up to now, the level of quality has gone staying and even improving with the regulation of the voltage. In the technical aspect of the quality and continuity of the electric service is intimately related with the operation and the maintenance of the net of the supply, they has a direct relationship with the investment level, everything it in spite of not existing any regulation neither demand practically, the regulative environment, is in evolution it can change and to worsen the

quality due to the new incentives for the reduction of grateful costs.

The analysis is based on studies of flaws so much of phase earth as among three phases, as well as studies of flow of loads simulating the outburst of motors since these two conditions is the main causes of this problem, in both studies they become different considerations with the purpose of determining how characteristic that influence in the sensibility.

The makers of apparatuses and receivers have to design them and to manufacture them so that their use doesn't alter the electromagnetic compatibility among the system to which they will connect and the connected teams to the one.

GLOSARIO

R	Resistencia eléctrica
X_L	Reactancia inductiva
X_C	Reactancia capacitiva
π	Constante pi (3.15926)
F	frecuencia del sistema
Z	impedancia eléctrica
I	corriente eléctrica
V_S	Voltaje en el extremo de envío de una línea de transmisión
V_R	Voltaje en el extremo de recepción de una línea de transmisión
I_S	Corriente en el extremo de envío de una línea de transmisión
I_R	corriente en el extremo de recepción de una línea de transmisión
A,B,C,D	Constantes generalizadas para la red de dos puertos
Y	Susceptancia
E_{Int}	Voltaje interno de la maquina síncrona
Ω	Velocidad angular ($2 \pi f$)
L_{af}	Inductancia mutua entre rotor y estator
I_f	Corriente de excitación o de campo del estator
V_t	Voltaje en las terminales de la maquina
I_a	Corriente de armadura
R_a	Resistencia de armadura
X_S	Reactancia del estator
X_a	Reactancia de armadura
X_1	Reactancia de dispersión
X'_d	Reactancia transitoria
X''_d	Reactancia subtransitoria
$V_1 = e_1$	Voltaje en el devanado primario del transformador
$V_2 = e_2$	Voltaje en el devanado secundario del transformador
N_1	Número de vueltas en el devanado primario del transformador
N_2	Número de vueltas en el devanado secundario del transformador
a	Relación de transformación
Z_2	Impedancia del devanado secundario
R_2	Resistencia del devanado secundario
X_2	Reactancia del devanado secundario
R_1	Resistencia del devanado primario
X_1	Reactancia del devanado primario
G_a	Conductancia en derivación

B_{CA}	Susceptancia inductiva en derivación
R_{eq}	Resistencia del circuito equivalente
X_{eq}	Reactancia del circuito equivalente
I_p	Corriente en el nodo p
I_{t-q}	Corriente fluyendo entre los nodos t y q
E_t	Voltaje en el nodo t
E_q	Voltaje en el nodo q
Y_{t-q}	Admitancia entre los nodos t y q
E_p	Voltaje en el nodo p
I_q	Corriente en el nodo q
P	Potencia activa calculada de las cargas
Q	Potencia reactiva calculada de las cargas
P_0	Potencia activa inicial o estimada de las cargas
Q_0	Potencia reactiva inicial o estimada de las cargas
V	Voltaje calculado
V_0	Voltaje inicial o estimado para las cargas
α, β	exponentes de acuerdo al tipo de carga en cuestión
BHP	Caballos de fuerza del motor
η	Eficiencia del motor
Srun	Potencia aparente del motor en operación normal
CRB	Corriente a motor bloqueado
Prun	Potencia activa consumida en operación normal
Qrun	Potencia reactiva consumida en operación normal
Sstart	Potencia aparente consumida en el arranque
FP Stara	Factor de potencia en el arranque
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
PLC	Programador lógico controlable
ASD	Controlador de velocidad ajustable
PC	Computadora personal
CBEMA	siglas de Computer Business Manufacturers Association
IEEE	siglas del Instituto de ingenieros en electrónica y electricidad
IIE	siglas del Instituto de investigaciones eléctricas
INSPEC	siglas del Instituto de Potencia eléctrica y comunicaciones
IEC ó CEI	siglas de la Comisión Electrotécnica Internacional
UNE	siglas de las normas eléctricas europeas
UNPEDE	siglas del Instituto de normas de potencia eléctrica europeas

ÍNDICE.	<i>página XI</i>
Lista de Figuras.....	<i>página</i>
Lista de Tablas.....	<i>página</i>

CAPITULO 1. Introducción.

1.1	Los antecedentes de la Tesis	<i>página 1</i>
1.1.1	El origen de las perturbaciones de voltaje	<i>página 3</i>
1.1.2	Los tipos de eventos de voltaje	<i>página 5</i>
1.1.3	El análisis de transitorios de voltaje	<i>página 6</i>
1.1.4	La captura de los eventos de voltaje... ..	<i>página 6</i>
1.1.5	El criterio del sincronizador para la captura de eventos... ..	<i>página 7</i>
1.2	El objetivo de la Tesis	<i>página 9</i>
1.3	La justificación de la Tesis.....	<i>página 10</i>
1.4	Las aportaciones de la Tesis.....	<i>página 11</i>
1.5	La estructura de la Tesis propuesta	<i>página 12</i>
1.6	Las conclusiones de la Tesis	<i>página 13</i>

CAPITULO 2. El problema de las variaciones rápidas del voltaje y su impacto en las cargas sensibles.

2.1	La calidad de la energía eléctrica.. ..	<i>página 14</i>
2.2	Los índices de la calidad de la energía.....	<i>página 15</i>
2.3	Los índices individuales del cliente.....	<i>página 15</i>
2.4	Los índices de calidad del sistema eléctrico de suministro	<i>página 18</i>
2.5	Los índices basados en la potencia eléctrica	<i>página 18</i>
2.6	La confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.....	<i>página 21</i>
2.6.1	Los métodos de evaluación de la confiabilidad	<i>página 21</i>
2.7	La maduración, la vida útil y el envejecimiento de los componentes	<i>página 26</i>
2.7.1	El tiempo de vida de los componentes	<i>página 26</i>
2.8	La dependabilidad ó seguridad de la instalación eléctrica	<i>página 26</i>
2.9	La mantenibilidad de la instalación eléctrica	<i>página 28</i>
2.10	Las interrupciones del servicio.....	<i>página 29</i>
2.10.1	Las Interrupciones programadas de energía	<i>página 31</i>

2.10.2	Las interrupciones imprevistas de.....	<i>página 31</i>
2.10.3	Las interrupciones de energía eléctrica	<i>página 31</i>
2.10.4	Las perturbaciones momentáneas de energía	<i>página 32</i>
2.10.5	Las perturbaciones breves de energía.....	<i>página 33</i>
2.10.6	Las perturbaciones largas de energía	<i>página 33</i>
2.11	Las fallas temporales de energía eléctrica.....	<i>página 35</i>
2.11.1	Las sobretensiones temporales de voltaje	<i>página 35</i>
2.11.2	Las fallas del sistema de origen desconocido.....	<i>página 35</i>
2.11.3	Las fallas climatológicas del sistema	<i>página 36</i>
2.11.4	Las fallas del sistema de origen externo.....	<i>página 36</i>
2.11.5	Las fallas del sistema de origen interno.....	<i>página 36</i>
2.11.6	Las fallas de fuerza mayor del sistema	<i>página 36</i>
2.12	Las variaciones periódicas y rápidas de tensión.....	<i>página 37</i>
2.13	Los efectos de tensión alta en la instalación eléctrica.....	<i>página 37</i>
2.14	Los efectos de tensión baja en la instalación eléctrica ..	<i>página 38</i>
2.15	Las perturbaciones severas de voltaje	<i>página 40</i>
2.16	Las sobretensiones transitorias de voltaje	<i>página 40</i>
2.16.1	Las variaciones de tensión suministradas.....	<i>página 41</i>
2.16.2	Las variaciones rápidas de la tensión suministrada ...	<i>página 42</i>
2.16.3	Las variaciones bruscas de la tensión suministrada ...	<i>página 42</i>
2.16.4	Las fluctuaciones de voltaje.....	<i>página 42</i>
2.17	La calidad de la onda de tensión	<i>página 43</i>
2.18	Las perturbaciones de la onda de tensión.....	<i>página 44</i>
2.19	Las tensiones armónicas.....	<i>página 45</i>
2.20	Los desbalances de la tensión suministrada.....	<i>página 45</i>
2.21	Los Huecos de la onda de tensión.....	<i>página 46</i>
2.22	Las variaciones de la frecuencia de suministro	<i>página 46</i>
2.23	El ruido eléctrico en los equipos sensibles.....	<i>página 47</i>

CAPITULO 3. EL ESTUDIO DEL PARPADEO Ó FLÍCKER

3.1	Descripción de las fluctuaciones de tensión en el origen del parpadeo.	<i>página 48</i>
3.2	Explicación matemática del origen del parpadeo	<i>página 49</i>
3.3	El parpadeo de las lámparas en los sistemas de potencia	<i>página 50</i>

3.4. La medida, definición de la molestia , y dosis del parpadeo	<i>página 52</i>
3.5 La curva de la función de probabilidad acumulada (FPC).	<i>página 54</i>
3.6 Los parámetros Pst y Plt	<i>página 55</i>
3.6.1 La definición del Pst	<i>página 57</i>
3.7 El parpadeo permisible	<i>página 58</i>
3.8 El origen de los voltajes del parpadeo	<i>página 65</i>
3.8.1 Los primo-motores de los generadores.	<i>página 65</i>
3.8.2 Los sistemas de excitación de los generadores	<i>página 66</i>
3.8.3 Los cortocircuitos en los interruptores y las sobrecargas	<i>página 71</i>
3.9 El equipo de utilización del cliente	<i>página 71</i>
3.9.1 El arranque de los motores	<i>página 71</i>
3.9.2 El mando de los motores y las cargas reciprocantes	<i>página 73</i>
3.9.3 El mando de los motores para las cargas reciprocantes	<i>página 77</i>
3.10 Los hornos eléctricos	<i>página 78</i>
3.10.1 Los métodos para la determinación del parpadeo en los hornos de arco	<i>página 79</i>
• dosis de flícker	
• método actual	
3.11 Los equipos de soldadura	<i>página 82</i>
3.11.1 Las soldadoras eléctricas	<i>página 82</i>
• La medición del parpadeo en las soldadoras por resistencias	<i>página 84</i>
3.11.2 Las soldadoras por arco	<i>página 85</i>
3.12 Equipos misceláneos	<i>página 85</i>
3.13 La localización del parpadeo	<i>página 87</i>

CAPITULO 4. Resultados de Aplicaciones Prácticas.

4.1 La influencia del parpadeo en los diseños de los sistemas de potencia... ..	<i>página 88</i>
4.1.1 Un estudio del parpadeo en la alimentación de un equipo de soldadura	<i>página 89</i>
4.1.2 El calculo de las impedancias	<i>página 89</i>
4.1.3 El calculo de la caída de tensión.....	<i>página 90</i>

4.1.4	Los resultados en sistemas bifásicos de distribución	<i>página 91</i>
4.1.5	Los resultados en sistemas trifásicos de distribución	<i>página 92</i>
4.2	El estudio de parpadeo en la alimentación de un horno de arco	<i>página 92</i>
4.2.1	Las características de la red de alimentación del horno de 60 MVA	<i>página 92</i>
4.2.2	El cálculo para los niveles de parpadeo P_{st} y ΔV_{10}	<i>página 93</i>
4.2.3	El cálculo de las reactancias para una misma tensión de alimentación eléctrica	<i>página 93</i>
4.2.4	El valor del $\cos(\varphi_f)$ del horno	<i>página 94</i>
4.2.5	La determinación del P_{st} de parpadeo	<i>página 94</i>
4.2.6	la determinación del ΔV_{10} de parpadeo.....	<i>página 95</i>
4.2.7	Comentarios sobre la medición del parpadeo.....	<i>página 96</i>
4.3	El dimensionado de un SVC (Static Var Compensator)...	<i>página 96</i>
4.3.1	Caso de un límite expresado en P_{st}	<i>página 96</i>
4.3.2	Caso de un límite expresado en ΔV_{10}	<i>página 96</i>
4.4	La evaluación de los indicadores del parpadeo en la instalación, después de incluir una inductancia en serie en el circuito de alimentación del horno.....	<i>página 97</i>
4.5	Los resultados de una aplicación práctica.....	<i>página 98</i>
4.5.1	La medición de los voltajes RMS, corrientes RMS y las armónicas en el bus y en el banco de capacitores de 30 MVAR's de la S.E. San Luis poniente en San Luis Potosí .	<i>página 98</i>
4.5.2	Introducción.....	<i>página 98</i>
4.5.3	Alcance.....	<i>página 98</i>
4.5.4	Los datos generales del equipo de medición...	<i>página 98</i>
4.5.5	Las graficas del perfil de:	
	• Los voltaje RMS del bus de 115 KV.....	<i>página 99</i>
	• Las corrientes RMS del banco de capacitores	<i>página 99</i>
	• Los voltajes armónicos	<i>página 100</i>
	• Las corrientes armónicas.....	<i>página 100</i>
	• La distorsión armónica en alta tensión.....	<i>página 101</i>
	• La distorsión total de la demanda.....	<i>página 101</i>
	• La potencia aparente.....	<i>página 102</i>

• El desbalance del voltaje en el bus de 115 KV.....	<i>página 103</i>
• El desbalance de la corriente en el banco de capacitores	<i>página 103</i>
4.5.6 La forma de la onda en la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's.....	<i>página 104</i>
• El voltaje en la fase B.....	<i>página 104</i>
• La corriente en la fase B.....	<i>página 104</i>
4.5.7 La verificación de los límites de operación del banco de capacitores	<i>página 105</i>
4.5.8 Conclusiones y recomendaciones... ..	<i>página 105</i>
4.6 Anexos a los resultados de la aplicación práctica	
• Los datos del transformador T1	<i>página 110</i>
• La posición del derivador del Transformador T1	<i>página 112</i>
• Los datos del transformador T2	<i>página 112</i>
• La posición 2 del derivador del Transformador T2.....	<i>página 113</i>
• La gráfica instantánea de los vectores de voltaje y corriente en el banco de capacitores de 30 MVAR's	<i>página 114</i>
• La gráfica instantánea de los valores de los componentes armónicos del voltaje y la corriente en la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's.....	<i>página 115</i>
• El perfil del voltaje en el bus de 115 KV en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's.....	<i>página 116</i>
• La distorsión armónica del voltaje medido en el bus de 115 KV, en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30MVAR's...	<i>página 117</i>
• La distorsión armónica total de tensión en el bus de 115 Kv en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's.....	<i>página 117</i>
• Las armónicas de voltaje en el bus de 115 KV en la subestación en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's ..	<i>página 118</i>
• Los límites de operación del banco de capacitores en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's.....	<i>página 118</i>

• 4.7	Los niveles de compatibilidad de Pst y Plt... ..	<i>página 120</i>
4.8	Los límites individuales de Pst y Plt... ..	<i>página 121</i>
4.9	Los límites de ΔV_{10}	<i>página 122</i>
4.10	La determinación del parpadeo en una instalación eléctrica ..	<i>página 123</i>
4.10.1	El método cualitativo... ..	<i>página 123</i>
4.10.2	El método que utiliza la Curva de referencia Pst = 1.....	<i>página 123</i>
4.10.3	El método analítico.....	<i>página 124</i>
•	Ejemplo.....	<i>página 125</i>

CAPITULO 5. Técnicas Para Corregir los Problemas del Parpadeo ó Flicker

5.1	Introducción a los problemas de parpadeo.....	<i>página 126</i>
5.1.1	La elección de un sistema de iluminación.....	<i>página 126</i>
5.1.2	El ondulator.....	<i>página 127</i>
5.1.3	La modificación del perturbador.....	<i>página 127</i>
5.1.4	La reactancia de desacoplamiento.....	<i>página 128</i>
5.1.5	Los grupos de motor-generator.....	<i>página 128</i>
5.1.6	El compresor asíncrono.....	<i>página 134</i>
5.1.7	Los balanceadores de fase.....	<i>página 135</i>
5.1.8	Los convertidores de fase.....	<i>página 139</i>
5.1.9	Los convertidores síncronos.....	<i>página 140</i>
5.1.10	Los capacitores serie.....	<i>página 143</i>
5.1.11	Los capacitores en serie con la línea de suministro.....	<i>página 146</i>
5.1.12	Los capacitores en serie con el equipo eléctrico.....	<i>página 150</i>
5.1.13	La reactancia en serie.....	<i>página 151</i>
5.1.14	La reactancia saturada en derivación.....	<i>página 151</i>
5.1.15	Los capacitores en derivación.....	<i>página 151</i>
5.1.16	Los reguladores de voltaje.....	<i>página 153</i>
5.1.17	Los transformadores de acoplamiento.....	<i>página 155</i>
5.1.18	Los arrancadores de salida del motor.....	<i>página 156</i>
5.1.19	El mando de la excitación.....	<i>página 157</i>
5.1.20	Los mandos de las cargas.....	<i>página 158</i>
5.2	Las medidas correctoras del parpadeo.....	<i>página 159</i>
5.3	La inclusión de un voltaje de inercia.....	<i>página 161</i>

5.4 La modificación del sistema en operación.....	<i>página 161</i>
5.5 La síntesis del capítulo 3.....	<i>página 162</i>
CAPITULO 6 Bibliografía.....	<i>página 163</i>
CAPITULO 7 Apéndice A Normas y Estándares de la calidad de la energía a nivel mundial.....	<i>página 172</i>
Apéndice B “El Flickérmetro”.....	<i>página 174</i>
7.2 Los medidores del parpadeo.....	<i>página 174</i>
7.2.1 La evaluación y perspectiva de los medidores del parpadeo...	<i>página 174</i>
7.2.2 Las tendencias de los medidores del parpadeo	<i>página 178</i>
7.3 Un ejemplo de análisis del parpadeo con un flickérmetro	<i>página 181</i>
7.3.1 El ΔV_{10}	<i>página 181</i>
7.4 Otras magnitudes de medida del parpadeo.....	<i>página 181</i>
7.5 Los límites del parpadeo	<i>página 182</i>

LISTA DE FIGURAS

Capítulo 1. Introducción.

Figura 1.1 Curva modificada del parpadeo..... *Página 8*

Capítulo 2. Problemas de las variaciones rápidas del voltaje y su impacto en las cargas sensibles.

Figura 2.1 Curva típica modificada de la tasa de riesgo para los componentes electrónicos..... *Página 27*

Capítulo 3. El estudio del parpadeo ó flícker

Figura 3.2 Las variaciones de tensión, origen del flícker *Página 50*

Figura 3.3 Límite de sensibilidad del ojo a las variaciones de iluminación, causadas por las fluctuaciones de tensión, en las lámparas de incandescencia. *Página 54*

Figura 3.4 Representación esquemática de un muestreo del parpadeo instantáneo *Página 54*

Figura 3.5 Curva de la función de probabilidad acumulada de la presencia de señal *Página 55*

Figura 3.6 Curva límite de la molestia del parpadeo. *Página 57*

Figura 3.7 Pulsación cíclica de voltaje en el que el parpadeo de una lámpara de filamento de tungsteno de 115 volts *Página 59*

Figura 3.8 Mínima caída brusca de voltaje para la percepción de parpadeo de una lámpara de filamento de tungsteno de 60 w,125 V. 60 Hz., de corriente alterna *Página 60*

Figura 3.9 Efecto de la duración de voltaje en el límite promedio de perceptibilidad de las lámparas de filamento de tungsteno. *Página 61*

Figura 3.10 Recomendación máxima de variación cíclica de voltaje aceptable *Página 63*

Figura 3.11 Curvas de una máquina diesel de 4 cilindros ,300 r.p.m. que mueve a un generador *Página 66*

Figura 3.12 Regulación de voltaje-tiempo de un gran turbogenerador seguida de una aplicación súbita de carga	Página 68
Figura 3.13 Diagramas vectoriales que ilustran el método para obtener la magnitud de la corriente de fase de un motor síncrono y la magnitud del voltaje del bus con carga	Página 76
Figura 3.14 Características de un típico motor síncrono a tasa normal de voltaje	Página 77
Figura 3.15 Características de un típico motor de inducción	Página 78
Figura 3.16 Esquema eléctrico equivalente de la alimentación eléctrica de un horno de arco	Página 81
Figura 3.17 Características eléctricas de un horno trifásico de arco de 10 MVA	Página 81
Figura 3.17 Balances equivalentes en KVA de un horno de arco eléctrico	

Capítulo 4. Resultados de Aplicaciones Prácticas.

Figura 4.1 Red de alimentación de un equipo de soldadura.....	Página 88
Figura 4.2 Red de alimentación eléctrica del horno de arco.....	Página 92
Figura 4.3 Determinación de Pst.....	Página 95

Capítulo 5 Técnicas para corregir el problema del parpadeo.

Figura 5.1 Relación de la potencia suministrada por el generador y la potencia tomada del sistema para el grupo motor-generador, usando tres tipos de motores.....	Página 132
Figura 5.2 Curvas mostrando la relación de la potencia suministrada por el generador y la potencia tomada del sistema para el grupo motor-generador usando tres tipos de motores.....	Página 132
Figura 5.3 Esfuerzo defectuoso para abastecer potencia trifásica balanceada a una carga monofásica.....	Página 136
Figura 5.4 Diagrama esquemático para el convertidor de fase	

para convertir potencia monofásica a potencia trifásica.....	<i>Página 136</i>
Figura 5.5 Convertidor de fase tipo serie de trifásico a monofásico.....	<i>Página 137</i>
Figura 5.6 Impedancias tipo serie para el balanceo de fases.....	<i>Página 137</i>
Figura 5.7 Uso efectivo de un capacitor síncrono en conexión con una carga fluctuante.....	<i>Página 138</i>
Figura 5.8 Esquema del principio de montaje en puente de Steinmetz para la compensación de una carga bifásica.....	<i>Página 139</i>
Figura 5.9 Modificaciones de la instalación que permiten reducir el parpadeo.....	<i>Página 144</i>
Figura 5.10 Aplicación típica de capacitores serie.....	<i>Página 146</i>
Figura 5.11 Diagramas vectoriales de la caída de voltaje para el capacitor serie.....	<i>Página 148</i>
Figura 5.12 Porcentaje de la regulación de voltaje en general.....	<i>Página 149</i>
Figura 5.13 Localización del capacitor serie.....	<i>Página 149</i>
Figura 5.14 Capacitor serie instalado con una soldadora como carga para reducir la demanda de KVA y mejorar el factor de potencia.....	<i>Página 150</i>
Figura 5.15 Esquema de capacitores en derivación para reducir las depresiones de voltaje.....	<i>Página 152</i>
Figura 5.16 Esquema de la instalación de un compensador estático.....	<i>Página 154</i>
Figura 5.17 Esquema simplificado de un compensador estático.....	<i>Página 154</i>
Figura 5.18 Transformador condensador para reducir las depresiones de voltaje.....	<i>Página 155</i>
Figura 5.19 Diagrama del diseño del sistema eléctrico.....	<i>Página 158</i>
Figura 5.20 Índices de severidad de parpadeo para la carga perturbadora.....	<i>Página 162</i>

Capítulo 6. Bibliografía

Capítulo 7. Apéndice B. “El Flickérmetro”

Figura 7.1 El Flickérmetro analógico de la UIE.....	<i>Página 175</i>
Figura 7.2 Respuesta en frecuencia del bloque 3 del Flickérmetro.....	<i>Página 177</i>
Figura 7.3 Fluctuaciones de tensión en función del PCC.....	<i>Página 181</i>

Figura 7.4 Esquema de un Posible Flickérmetro digital que trabaje en el dominio de la frecuencia.....	<i>Página 179</i>
Figura 7.5 Limite de compatibilidad para fluctuaciones rectangulares de tensión.....	<i>Página 180</i>

LISTA DE TABLAS
Capítulo 1. Introducción.

Tabla 1.1 Los tipos de eventos	<i>Página 5</i>
Tabla 1.2 Las principales características y comportamiento frente a las variaciones de tensión.....	<i>Página 5</i>

Capítulo 2. El problema de las variaciones rápidas del voltaje y su impacto en las cargas sensibles.

Tabla 2.1 Categoría y características típicas de los fenómenos electromagnéticos de sistemas eléctricos de potencia relacionados con la energía eléctrica.....	<i>Página 30</i>
--	------------------

Capítulo 3. El estudio del parpadeo ó flícker.

Tabla 3.1 Principales características y comportamiento frente a las variaciones de tensión de distintas fuentes luminosas	<i>Página 62</i>
Tabla 3.2 Máximas fluctuaciones de voltaje permisible	<i>Página 64</i>
Tabla 3.3 Rango de valores de reactancia para un generador de 5 MVA	<i>Página 70</i>
Tabla 3.4 Características para mando de motores y cargas recíprocantes	<i>Página 75</i>

Capítulo 4. Resultados de aplicaciones prácticas.

Tabla 4.1 Hipótesis y resultados de los cálculos de impedancia.....	<i>Página 89</i>
Tabla 4.2 Caídas de Tensión y cadencias de soldaduras previsible.....	<i>Página 91</i>
Tabla 4.3 Características de la red de alimentación eléctrica del horno de arco.....	<i>Página 93</i>
Tabla 4.4 Evaluación de las tasas de parpadeo o Flícker después de insertar una autoinductancia en serie en el circuito de alimentación del horno.....	<i>Página 97</i>
Tabla 4.5 Armónicas del voltaje en el bus de 115 KV	

en la subestación.....	<i>Página 105</i>
Tabla 4.6 Armónicas de corriente en el banco de capacitares de 30 MVAR´s en la subestación.....	<i>Página 106</i>
Tabla 4.7 Voltajes de fase.....	<i>Página 106</i>
Tabla 4.8 Tasa de distorsión individual V_{DAT} en (%).....	<i>Página 107</i>
Tabla 4.9 Intensidad armónica máxima.....	<i>Página 108</i>
Tabla 4.10 Voltaje RMS.....	<i>Página 118</i>
Tabla 4.11 Corriente RMS.....	<i>Página 119</i>
Tabla 4.12 Potencia reactiva RMS.....	<i>Página 119</i>
Tabla 4.13 Medición del parpadeo	<i>Página 119</i>
Tabla 4.14 Límites aceptables y niveles de compatibilidad teóricas de Pst y Plt para distintos niveles de tensión. Según la publicación de la UIE.....	<i>Página 121</i>
Tabla 4.15 Niveles de emisión de parpadeo aceptables validos en AT, MT y BT.....	<i>Página 122</i>
 Capitulo 5. Técnicas para corregir el problema del parpadeo o Flicker.	
Tabla 5.1 Resultados obtenidos por la utilización de un condensador estático para un horno de arco.....	<i>Página 155</i>
Tabla 5.2 Valores limite de Pst y Plt para diferentes niveles de tensión.....	<i>Página 159</i>
Tabla 5.3 Las soluciones aplicables para reducir o suprimir el parpadeo...	<i>Página 162</i>
 Capitulo 7 Apéndice A.	
Tabla 7.1 Normas y estándares de calidad de la energía mundial.....	<i>Página 172</i>
 Apéndice B.	
Tabla 7.2 Diagrama Funcional del Flickérmetro UIE según CEI 868.....	<i>Página 180</i>

1.6 Las conclusiones de la Tesis

El flícker es el fenómeno de parpadeo de fuentes luminosas, debido a fluctuaciones de tensión de la alimentación eléctrica. Puede molestar a las personas en los talleres, en las oficinas y en las viviendas al producir una fatiga visual y nerviosa. Puede afectar simultáneamente a un gran número de personas (perturbación de la red de distribución pública de media tensión y alta tensión).

Actualmente se conocen los límites de las fluctuaciones de tensión periódicas que provocan el efecto del parpadeo o flícker. Hay normas internacionales que definen las magnitudes y los aparatos que permiten medirlas (el P_{st} y el P_{lt}).

Los generadores de parpadeo son numerosos y pueden ser muy potentes (hornos de arcos en una industria fundidora de materiales). Es muy importante conocerlos, sabiendo que variaciones de tensión de menos del 1% pueden molestar. Su identificación es una necesidad por que frecuentemente el flícker es difícil de suprimir en una red ya existente. Así pues, es importante analizar los riesgos potenciales de flícker desde el preestudio de una instalación y prever, desde el diseño de la red las soluciones que permitan librarse de él.

Estas soluciones pueden ser:

- La modificación del tipo de iluminación,
- La modificación de la estructura de la red,
- La adaptación del funcionamiento del perturbador,
- La instalación de un equipo de reducción del parpadeo.

1.4. Las aportaciones de la Tesis.

Las siguientes aportaciones de este trabajo son:

1.- Se presenta información básica referente a las fallas de cortocircuito en sistemas industriales de uso muy difundido en sistemas eléctricos de potencia con aplicaciones específicas de los límites de severidad.

2.- Se desarrollaron cuatro problemas para el cálculo de las fallas en sistemas industriales mediante diversas metodologías incluyendo el análisis mediante tablas de valores de los resultados y el despliegue gráfico de los mismos.

3.- Se desarrollaron algoritmos de presentación gráfica de resultados para apoyar las actividades de interpretación de resultados y el manejo del entorno gráfico.

4.- Se desarrollaron los programas con una filosofía de programación estructurada, con la finalidad de poder emplear estos resultados como referencias para la elaboración de otros paquetes posteriores. Así mismo se crearon bibliotecas de objetos que agrupan las rutinas desarrolladas.

1.3 La justificación de la Tesis.

En México el suministro de energía eléctrica a los usuarios, esta regido por la ley del servicio publico y su reglamento, en donde se especifican los límites superior e inferior del voltaje de suministro en el punto de entrega al usuario: La entrega de voltajes fuera de estos límites se considera anomalía o deficiencia.

Las principales razones por las que es necesario estudiar los conceptos relacionados con la calidad en el suministro de la energía eléctrica son las siguientes:

1. -Las cargas cada día son más sensibles a las variaciones de ciertos parámetros o cantidades en los sistemas de suministro de energía eléctrica que hacen un uso intensivo de controles basados en microprocesadores, como es el caso de las aplicaciones en robótica, las computadoras personales, aparatos del hogar, etc.
2. -Se ha incrementado el concepto de mayor eficiencia en los sistemas eléctricos, lo cual ha traído como resultado un incremento continuo en la aplicación de dispositivos de alta eficiencia tales como los controladores de velocidad en motores eléctricos, el uso de capacitores en paralelo para la corrección del factor de potencia y para reducir pérdidas; esto trae como consecuencia un incremento en los niveles de armónicas en dichos sistemas.
3. -Una mayor atención por parte de los usuarios finales a problemas con la calidad del suministro de la energía eléctrica, que pueden afectar a las cargas, como son: las interrupciones del servicio, los transitorios por maniobras, las depresiones y elevaciones de voltaje, etc.
4. -La cada vez más creciente tendencia a la interconexión de los sistemas eléctricos al nivel de sistemas de potencia y de instalaciones industriales, trae como resultado una mayor cantidad de procesos integrados lo cual significa que una falla en cualquier componente tiene consecuencias más importantes. Cuando suceden anomalías en el abastecimiento de la energía eléctrica, el comportamiento de estos sistemas se ve afectado, los beneficios económicos y de bienestar que proporciona la tecnología se eliminan y se desprenden numerosos problemas tanto para la empresa suministradora como para sus usuarios.

1.5 La estructura de la Tesis.

Esta propuesta de tesis está dividida en 5 capítulos un apéndice donde se describe toda la investigación y el trabajo desarrollado.

En el capítulo 1, se describen los dos tipos de calidad con los que debe contar un sistemas de distribución de energía eléctrica: la calidad del suministro y la calidad de la onda de tensión. Se describen los diferentes fenómenos electromagnéticos que pueden ocurrir en el sistema, se presentan los conceptos básicos, los índices de la calidad del suministro (confiabilidad). Así mismo se describen las características de las variaciones rápidas de voltaje de larga y corta duración, depresiones y elevaciones de tensión “sags” y “swells”, y las interrupciones breves, temporales y previstas.

En el capítulo 2, se describe la fatiga física y psíquica que provocan a los usuarios las variaciones luminosas de la carga conectada cerca de los equipos perturbadores, como se relaciona el parpadeo con las fluctuaciones de tensión provocadas por el funcionamiento de importantes cargas variables, se definen los niveles de compatibilidad de P_{st} y P_{lt} , las magnitudes que permiten medirlo, los límites que conviene no sobrepasar, los métodos cualitativo, el método que utiliza la “curva de referencia $P_{st} = 1$ ”, el método analítico, el método para los hornos de arco, el método para los equipos de soldadura motores, resultado de pequeñas.

En el capítulo 3, se analizan los riesgos potenciales del parpadeo desde el estudio de una instalación y prever, desde el diseño de la red, las soluciones que permitan librarse de él, se presentan las soluciones aplicadas, frecuentemente sobre las redes de mediana tensión, para reducir las perturbaciones y por lo tanto el parpadeo como pueden ser: la modificación del tipo de iluminación, la adaptación del perturbador o la instalación de un equipo de reducción del flícker.

En el capítulo 4, se muestran los resultados de una aplicación en la alimentación de un equipo de soldadura a partir de un tablero de baja tensión situado en un punto de la y el estudio del parpadeo en la red de suministro eléctrico de un horno de arco.

En el capítulo 5, se presenta la bibliografía consultada para este trabajo.

En el capítulo 6 En el apéndice se vierte la información adicional del medidor de parpadeo que sin ser estrictamente necesaria para el seguimiento y la comprensión de la propuesta, puede resultar útil para profundizar en el tema expuesto.

1.2 El objetivo de la Tesis.

La elaboración de esta tesis es para analizar los aspectos técnicos fundamentales de las alteraciones de la onda de tensión en los sistemas eléctricos de mediana y baja tensión como puede ser cualquier industria, definiendo claramente su significado, las características y el efecto que éstas tienen en los equipos sensibles, (controladores lógicos programables PLC), controladores de velocidad de motores (Adjustable Speed Drivers ASD), equipos de rectificación e inversión, así como todos los equipos que en sus funciones involucren el empleo de microprocesadores como cerebro de toda las operaciones que realizan así como su impacto económico; orientándose posteriormente a las fuentes de tales disturbios los cuales pueden estar en el sistema de la compañía suministradora o bien en los usuarios de los mismos exponiendo qué características influyen en la sensibilidad, los efectos que producen y las acciones que se pueden aplicar para prevenirlas y corregirlas.

A pesar de no existir en México prácticamente ningún reglamento ni exigencia del punto de vista de la calidad del suministro, el nivel de calidad ha ido manteniéndose e incluso mejorándose con la regulación del voltaje con el nivel de inversión, la continuidad, tiene una relación directa con la operación y el mantenimiento de las redes. En el entorno regulativo, esta evolución puede cambiar y la calidad empeorar debido a los nuevos incentivos para la reducción de costos.

Se da una descripción detallada de los métodos mediante los cuales se realizaron los estudios, mostrando las características, y los ejemplos que se desarrollaron para este trabajo.

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN.

1.1 Los antecedentes de la Tesis.

1891. Los pioneros de la industria de potencia eléctrica de Norte América seleccionaron 60 hertz como la frecuencia normalizada para los sistemas eléctricos de potencia para prevenir el parpadeo visible en lámparas de arco tipo abierto. Los europeos seleccionaron 50 hertz basados en la respuesta del parpadeo de lámparas de arco tipo cerrado.

1921. Un ingeniero de la General Electric investigó la respuesta humana para el parpadeo de baja frecuencia de (0 a 10 hertz) encontrados en lámparas de filamento de tungsteno de 115 volts y causado por mandos de motor de baja velocidad en compresores recíprocos.

1925. La General Electric publica la “Curva GE de Parpadeo” mostrada desde la investigación de 1921. La curva eventualmente inicia en una norma para diseño del voltaje de aparatos eléctricos en Norte América.

1937. La coordinadora de investigación de suministradores completa un estudio comprensivo sobre la percepción humana de parpadeo, la cual valida a la Curva GE del Parpadeo para parpadeos cíclicos y recomendaciones para límites de voltaje para parpadeos no cíclicos.

1950. Los aparatos eléctricos suministradores emplean lo concerniente acerca de los “efectos estroboscópicos” de las nuevas lámparas fluorescentes, pero las investigaciones confirman que la lámpara incandescente normal de 120 volts permanece como el tipo de iluminación propenso al parpadeo, especialmente en tareas de bajas perturbaciones.

1964. Una curva modificada GE de parpadeo, para pulsaciones cíclicas y no cíclicas, es publicada en la norma IEEE 141 (el libro rojo de la IEEE).

1985. Un trazo IEEE revela que el 67% de las respuestas de los aparatos eléctricos usados superan con su voltaje normalizado a la Curva de Parpadeo GE.

1994. Un estudio del parpadeo conducido por EPRI y la Asociación Eléctrica Canadiense encontró que algunas lámparas fluorescentes electrónicas compactas nuevas son las más propensas al parpadeo y algunas menos propensas que las incandescentes normalizadas. El estudio también revela que algunos controles de las lámparas tienden a amplificar el parpadeo de luz.

Nuestra vida cotidiana cada vez más, es gobernada por la electrónica, para proporcionar un funcionamiento correcto de esta infraestructura electrónica en el sector industrial, así como en casa existe una demanda creciente por un suministro de energía firme y de alta calidad. Por otro lado, una interrupción breve del voltaje del suministro puede ser desagradable y costosa. Por consiguiente, el conocimiento de antemano de la calidad de cualquier sistema eléctrico se torna más y más importante.

El proveedor tiene que mostrarle al cliente, que su producto no contiene defectos. Con los cuales aumentan los derechos del consumidor; sobre todo con respecto a quejas, porque ahora el proveedor tiene que proporcionar las evidencias necesarias y no el cliente, a continuación se especifican los límites para la calidad del voltaje con una referencia válida para asegurar la calidad del producto.

Un verdadero monitoreo de la red eléctrica exige la estricta aplicación de normas al respeto del método de medición. En caso contrario no será posible resolver discrepancias posteriores entre las empresas eléctricas y los usuarios, puesto que las mediciones obtenidas podrían resultar diferentes. Es indispensable asegurarse, que los equipos midan la tensión eficaz (RMS), incluyendo armónicas hasta la 40va por lo menos.

En caso de armónicas superiores (frecuentes en UPS e inversores PWM) se han detectado diferencias en las lecturas RMS hasta por 20%. Estas diferencias se explican con el espectrograma de armónicas (ver figuras) y el rango de armónicas incluidas en los diferentes equipos de medición. Un analizador comercial puede calcular las armónicas sólo hasta la 15va o 25va. Se pueden distinguir claramente la presencia de armónicas de pequeña magnitud, pero en la práctica, por su ángulo eléctrico se sumarían directamente al verdadero valor RMS. Por este motivo es necesario una cadencia de muestreo (sampling rate) superior a 6 kHz simultáneamente para las tres fases. No solo se deben medir los valores incluyendo las armónicas hasta la 40va, sino también debe tener sumo

cuidado que el equipo mida en forma continua sin vacíos mediante ventanas para realizar la transformada rápida de Fourier (FFT) sobre varios ciclos y sincronizados a la frecuencia fundamental (PLL). Simultáneamente pueden ser capturados transitorios destructivos en forma automática sin embargo existen muchos equipos que se orientan todavía en las normas ANSI, anticuados ya que solo se considera un solo ciclo durante todo el intervalo de muestreo de 10 min. En este caso es común encontrar también los ángulos eléctricos de las armónicas correspondientes a este único ciclo con un promedio aritmético que no muestra los ángulos eléctricos individuales de un ciclo.

Por un lado se debe medir un gran número de parámetros en forma continua y simultánea (valores eficaces de tensión-corriente y potencia, armónicos de voltaje y corriente, Flicker, caídas e incrementos de voltaje, interrupciones de voltaje, frecuencia, etc.), por otro lado, se debe almacenar los valores medidos en forma continua (ciclo por ciclo) durante un periodo de por lo menos una semana. Para mediciones válidas en las campañas de medición es necesario mantener en la memoria interna la medición anterior. Las mediciones de perturbaciones con los equipos pueden variar considerablemente según sea el caso.

1.1.1 El origen de las perturbaciones de voltaje.

Se mide la calidad de voltaje en el punto de entrega al consumidor (punto de acoplamiento común) generalmente, es el medidor de energía se usa este tipo de mediciones, por ejemplo dentro de un edificio, directamente en el lado de la carga. Aquí la causa de una perturbación debe ser localizado.

La meta es determinar valores límite, bajo condiciones de operación regular. Sin embargo, fallas repentinas llevarían a incrementar las perturbaciones en la red de distribución del suministro eléctrico. Un colapso del sistema de red ya no puede ser descrito eficazmente por medio de valores límites. Así no existiría ninguna referencia en indicar los valores de límite real durante el 95% del periodo controlado.

Un ejemplo: los valores reales del promedio de 10 min. De la 5ta armónica deben estar debajo del 6% del voltaje nominal V_n ($V_n = 220 \text{ V}$) durante 95% del periodo semanal bajo condiciones normales de operación. Esto significa, que en el caso mencionado, se debe

continuamente medir valores promedio de 10 minutos para la 5ta armónica y analizarlos durante por lo menor una semana y registrarlos estadísticamente en la llamada “curva de duración”.

Para obtener la curva de duración de un parámetro de medición, se clasifican los valores que se miden durante una semana según su magnitud y entonces se alinea uno después del otro, encontrando el trazado de la curva de duración. Basándose en esta curva, es fácil afirmar que magnitud (nivel) del parámetro mencionado corresponde a un porcentaje de mediciones del periodo de control (numero de valores medidos). En este ejemplo la curva de duración ya sobrepasa el valor límite de 6% del voltaje nominal V_n con un 70% de los valores medidos, o de otra manera: solo el 70% de todos los valores medidos están debajo de este límite. El resultado se expresa con la declaración siguiente: que el valor 70% de la cantidad de mediciones corresponde al 6% de perturbación. El valor de perturbaciones correspondiente al 95% se lee directamente de la curva de duración en la misma manera. En el ejemplo del diagrama, este excede largamente el valor límite del 6% de V_n así que se encuentra fuera de la norma.

En las figuras siguientes se muestra un resumen de los intervalos de medición y periodos de observación, que son especificados en la norma. Después de las mediciones y durante el monitoreo, se deben determinar las probabilidades de repetición mediante el análisis de los registros respectivos de los parámetros y se comparan con los valores límites de la norma (como se muestra por ejemplo usando el diagrama de una curva de duración,).

Se debe mencionar que la norma solamente es aplicable en condiciones normales de operación y no debe ser aplicado en situaciones excepcionales que se encuentren mas allá del control de mando del proveedor de energía, tales como condiciones de tormentas inusuales o desastres naturales. Además la norma no debe ser aplicable a casos donde la planta del cliente no cumple las normas de operación y es detectado como causante de perturbaciones.

Tabla 1.1. Las principales características y de comportamiento frente a las variaciones de tensión.

Conceptos Fundamentales	Efectos	Instrumentación
Conceptos Básicos	Funcionamiento de los equipos	Mediciones
Definiciones	Pérdidas	Medidores
Normalización	Protecciones	Formas de onda
Procedimientos	Características de los equipos	Registradores de Eventos
		Estadísticos
Fuentes de distorsión	Modelación y Análisis	Soluciones
Sistema de suministro	Componentes	Compensación de Tensión
Fallas	Armónicos	Régimen permanente
Maniobras	Probabilidad	Régimen Transitorio
Sistema de Puesta a tierra	Compensación	Análisis de las Cargas
Convertidores estáticos	Análisis	Cargas sensibles
(PR, UPS, PWM,).	Temporal	redistribución
FACTS	Frecuencial	UPS
Horno de arco	Redes (propagación)	Filtros
Horno de Inducción		pasivos
Cargas controladas modernas		activos
Sistemas de Iluminación		SVS, SVC
Fuentes Conmutadas		

1.1.2. Los tipos de eventos de voltaje.

Se pueden dividir los eventos de voltaje en varios tipos (ver tabla). Cada tipo tiene sus propias causas y características.

Tabla 1.2. Los tipos de eventos.

Clima	Varios	Elementos del sistema	Operación del sistema a
Nieve/ventisca	Helicópteros	Eléctricos y mecánicos	Condiciones del sistema
Frío	Animales, Aves	Suministro de combustible	Estabilidad
Calor	Transportes terrestres	Falla de unidad de generación	De alto voltaje
Inundación	Fuego	Falla en transformadores	Alta / baja frecuencia
Huracanes	Explosiones	Falla en restauradores	Línea sobrecargada, transformadores sobrecargados
Hielo	Sabotaje, vandalismo	Fallas en el conductor	Cargas desbalanceadas
Relámpagos	Ramas y árboles	Fallas en el aislamiento	Reducción de voltaje
Tornado		Subestación	Servicio del persona
Viento		Fallas del cable	Error en el mantenimiento
Otros		Equipo de control de voltaje	Errores en la operación de la planta de generación
		Regulador de voltaje	Errores en los sistemas de control por parte de los operadores
		Cambiador automático de derivación	
		Capacitor	
		Reactor	
		Protección y control	
		Fallas en reveladores	
		Errores en señales de comunicación	
		Error en control	

1.1.3. El análisis de transitorios de voltaje.

La cadencia al detalle con respecto a un evento transitorio depende de la cadencia del muestreo aplicado. Una cadencia de muestreo de 10 KHz da margen para la captura de transitorios e impulsos hasta una duración mínima de 200 milisegundos. Esto es suficiente para el análisis de transitorios causados, por ejemplo: por operar capacitores de compensación o cuando se conecta una carga. Sin embargo esta cadencia de muestreo no es suficientemente rápida para medir impulsos muy rápidos que ocurren en sistemas de baja tensión debido a cambios de cargas, tales como por ejemplo cuando se conectan o desconectan motores y máquinas. El detector de valores pico puede descubrir impulsos con un ancho mínimo de 200 milisegundos, pero a veces no proporciona información suficientemente detallada sobre la forma de la onda.

Cuando se miden voltajes, con frecuencias bajas es preferiblemente recomendado también medir las corrientes. En un circuito de medición de alta velocidad ninguna mejora se puede obtener en resolución para corrientes, puesto que la frecuencia límite de respuesta de las pinzas amperimétricas usadas (<5...10 KHz) influyen generalmente como un filtro de bajo paso y eventos muy rápidos, en medición de la corriente no serán visibles.

1.1.4. La captura de los eventos de voltaje.

Utilizando un analizador moderno, este capítulo introduce un sistema capaz de realizar un análisis continuo de los eventos el concepto operacional de todos los registradores y analizadores es exactamente el mismo. También se programa un analizador por medio de una PC y luego se instala en el punto de medición previsto. Durante la adquisición de datos no se requiere ningún PC. Una vez terminado el periodo de medición programado,

Se transfieren los datos para ser analizados en la PC. Sin embargo, a cada instante pueden descargarse datos preliminares sin interferir el registro principal, además la función del osciloscopio en tiempo real incorporado en el sistema, permite el análisis de la forma de onda de voltajes y corrientes correspondientes al momento y ángulos eléctricos de la presencia de transitorios.

Los eventos de voltaje son capturados usando los circuitos de medición mostrados en la figura. Después de pasar por el divisor de voltaje de entrada, se divide la señal de medición por medio de un filtro de alto paso y otro de bajo paso. El circuito de baja frecuencia se mide con un convertidor analógico-digital de alta resolución con 16 bits y captura la señal con una resolución de 167 valores de muestreo por ciclo. Esto se traduce en una cadencia de muestreo de hasta 10kHz.

El circuito de medición de alta frecuencia digitaliza la señal de medición con frecuencias hasta 10 MHz., puede capturar porciones de señal de frecuencias hasta 5 MHz (impulsos desde 200 ns), los datos se guardan en una memoria caché. Si se descubre un evento, el sistema CPU del instrumento transfiere desde la memoria caché hacia el disco duro interno los datos de medición a ambos canales (voltaje y corriente) para ser grabados definitivamente.

1.1.5. El criterio del sincronizador para la captura de eventos.

Dependiendo del tipo de evento, son capturados y sincronizados en forma diferente: los eventos son ocurrencias individuales inesperados, para preservar su cadencia de muestreo correctamente, el sistema debe tener la habilidad de una captura automática de solo los datos que son de interés específico. Esto se puede determinar por medio de ajustes de los límites a un criterio deseado, capturando eventos en valores RMS y alcanzar a medir los valores de voltaje en cada ciclo.

Además este tipo de eventos produce parpadeo en los sistemas de iluminación. Los eventos transitorios son marcados con sus coordenadas de amplitud y duración en una curva CBEMA.,y se puede determinar si el evento capturado está dentro de los límites permitidos, guardando la información de la forma de onda en un software de análisis para permitir posteriormente un exhaustivo análisis de eventos.

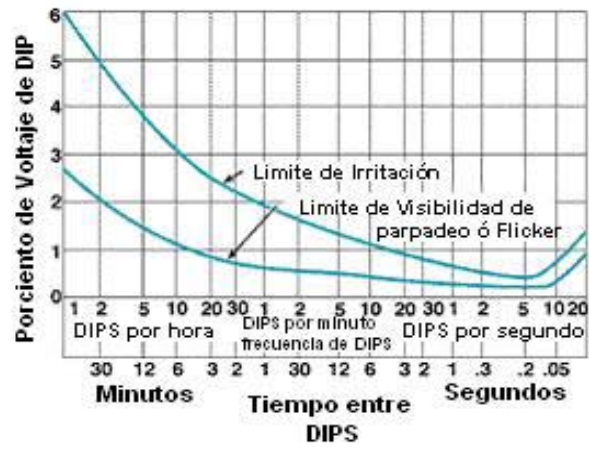


Figura 1.1. La curva modificada para el parpadeo

CAPITULO 2.

EL PROBLEMA DE LAS VARIACIONES RAPIDAS DE VOLTAJE Y SU IMPACTO EN LAS CARGAS SENSIBLES

2.1 La calidad de la energía eléctrica

La definición de “calidad de la energía” es algo indeterminado. Pero se puede definir como una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y las variaciones del voltaje rms suministrado al usuario. es la suma de las características de desempeño de un producto o servicio, capaces de satisfacer las necesidades de un cliente.

Abarca todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad, y últimamente se denomina también calidad del producto electricidad históricamente se ha venido dividiendo en:

- Continuidad del suministro (existencia de tensión de alimentación).
- Calidad de la onda de tensión (forma de la onda y perturbaciones asociadas).

La continuidad del suministro es el aspecto de calidad más inmediato y evidente. Es del que más se ha estudiado y sobre del que más se ha escrito, generalmente llamándose confiabilidad del suministro [18], [19] Hasta no hace demasiado tiempo, era el único aspecto relevante de la calidad del servicio. A medida que los países se han ido desarrollando, se han alcanzado mayores niveles de continuidad del suministro cada vez más aceptados por los clientes, sobre todo en zonas urbanas o de gran consumo. Pero también han aparecido equipos que están inyectando cada vez más perturbaciones en la red (computadoras, convertidores, etc.) Hingorani [20], Reason [21], Douglas [22], y que además son más sensibles (susceptibles) a esas mismas perturbaciones u otras ya existentes en la red. Debido a ello, el aspecto de calidad de la onda suministrada está teniendo cada vez más importancia. Contempla básicamente los siguientes factores:

- Las interrupciones de servicio
- La confiabilidad del suministro
- Las variaciones rápidas de voltaje (elevaciones y depresiones)
- La regulación de voltaje
- El parpadeo o flícker
- La presencia de armónicas (distorsión de la forma de onda)
- Los transitorios de voltaje
- El efecto de la conexión a tierra.

2.2 Los índices de la calidad de la energía eléctrica.

Los índices de la continuidad intentan medir la confiabilidad de suministro, es decir, el número de veces en que se ve interrumpido el suministro, y durante cuánto tiempo. Cualquier indicio de continuidad recoge esos dos datos, pero los puede interpretar de muchas maneras muy distintas, llegando a resultados de lo más dispares según a qué aspecto de la continuidad del suministro se le da más importancia: Así puede darse mayor importancia al número de interrupciones que a la duración de las mismas, puede valorarse más la cantidad de potencia instalada interrumpida que el número de clientes interrumpidos, etc. Se presentan por un lado los índices individuales y por otro los índices del sistema. Es frecuente no tener en cuenta las interrupciones previstas, o incluso no tener en cuenta las interrupciones ocurridas en circunstancias particulares.

2.3 Los índices individuales del cliente.

Este nivel de calidad refleja únicamente la calidad de su suministro, cada cliente tiene sus propios índices individuales que miden la calidad que ha recibido. Cada cliente recoge el número de veces que es interrumpido, y el tiempo que esta sin suministro, independientemente de la calidad que hayan podido tener los demás clientes de su entorno.

A partir de las variables básicas anteriores es posible elaborar los índices individuales de continuidad propiamente dichos. Los más habituales son:

- El número de interrupciones (int/periodo), la duración media de interrupciones (h/int):media de las duraciones de las interrupciones registradas.
- La duración total de las interrupciones (h/periodo):suma de las duraciones de todas las interrupciones del periodo considerado.
- La Energía No Suministrada, ENS, (kwh/periodo) existen distintos métodos para estimar la energía no suministrada, ya que no es posible medirla. Puede utilizarse la última medida realizada y extrapolarla, utilizar curvas de carga típicas por tipos de clientes, etc.
- Número de interrupciones por cliente: NIA(int/año)

$$NIA = \frac{\text{suma de interrupciones por cliente}}{\text{numero total de clientes}} = SAIFI$$

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Es el promedio de las interrupciones de un cliente del sistema. Este índice es aplicable en todos los niveles de tensión, en algunos casos se ha denominado FIE (Frecuencia de Interrupción equivalente).

Tiempo de interrupción equivalente en baja tensión: TIEB (min/año).

$$TIEB = \frac{\text{suma de duraciones de interrupciones a clientes de BT}}{\text{numero total de clientes de BT}} = SAIDI$$

SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Son los minutos que el cliente medio ha estado sin servicio en el periodo considerado. Este índice solo es aplicable a clientes de baja tensión en minutos mientras que SAIDI incluye a todos los clientes y mide el tiempo en horas. En algunos casos se utiliza la denominación TIE (Tiempo de Interrupción Equivalente).

Índice de indisponibilidad o de interrupción del suministro: IIS (%)

$$IIS = \frac{\text{suma de minutos de interrupciones a clientes}}{\text{numero total de minutos demandados}} = 100 = (1 - ASAI)100$$

Es el porcentaje de minutos de servicio interrumpidos sobre el total de los minutos de servicio demandados.

El índice complementario: *ASAI (Average Service Availability Index)*.

Diferencias: IIS está en porcentaje, mide el tiempo en minutos y mide la indisponibilidad mientras que *ASAI* está en por unidad, mide el tiempo en horas y mide la disponibilidad (complementario de la indisponibilidad),

A continuación se describen (*CAIFI* y *CAIDI*) que son utilizados internacionalmente con cierta frecuencia.

$$CAIFI = \frac{\text{numero total de interrupciones a clientes}}{\text{numero total de clientes afectados}}$$

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): (int/año).

Frecuencia de interrupciones que perciben los clientes interrumpidos del sistema. Obsérvese que *CAIFI*, es calculado para un año, se centra en la frecuencia de las interrupciones de aquellos clientes que han sido afectados por alguna interrupción a diferencia de (*SAIFI*) (*NIA*) que promedia la frecuencia de interrupciones para todos los clientes, hayan sido o no afectados. De esta forma *CAIFI* permite caracterizar la importancia de los problemas del grupo de clientes afectados por interrupciones, y comparado de año en año, las tendencias de mejora o empeoramiento.

$$CAIDI = \frac{\text{suma de las duraciones de interrupciones a los clientes}}{\text{numero total de interrupciones a clientes}}$$

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) (h/int.)

Representa la duración media de una interrupción a un cliente. El grupo de trabajo de UNESA define un índice similar (Tiempo Medio de Duración de las Interrupciones *TMDI*) que mide en minutos el tiempo promedio de una interrupción. Pero no tiene en cuenta el hecho de que una interrupción puede tener distintas duraciones para distintos clientes.

2.4 Los índices del sistema de suministro.

A la hora de elegir el índice, no sólo hay que fijarse en qué aspecto de la continuidad se está recogiendo o se le está dando más importancia, sino también hay que tener en cuenta que interrupciones se quieren contabilizar.

Los índices del sistema reflejan el comportamiento medio o en por ciento de la continuidad del suministro en el sistema, siendo ésta una región, una zona, etc., que engloba un cierto número de clientes. Estos índices suelen ser una medida ponderada de los índices individuales de los clientes afectados.

Para el cálculo de los índices del sistema son necesarios los registros de incidencias o interrupciones, el número de los clientes suministrados y afectados, la potencia conectada y afectada, etc. Estos índices de sistema suelen ser medias ponderadas de los índices individuales de la realidad de los clientes de la zona considerada. Según se ponderen o se basen en datos de clientes, de carga, etc., estos índices se pueden clasificar como: índices basados en clientes. Índices basados en potencia, Índices basados en energía. Actualmente, es posible medir la calidad mediante índices individuales. De hecho, en algunos países ya se están midiendo los niveles de calidad obtenidos para cada cliente. Sus principales ventajas e inconvenientes son:

- Ventaja: se mide la calidad que obtiene cada cliente. Esta calidad no se determina en el sistema, sino que es exactamente la que recibe cada uno por separado.
- Inconveniente: se necesita una infraestructura y unos medios mucho mayores para medirlos y controlarlos que para los índices de sistema que reflejan el comportamiento promedio o en por ciento de la calidad del servicio en el sistema, definido éste como una razón de servicio, región, etc., donde se suministra energía eléctrica.

2.5 Los índices basados en la potencia eléctrica suministrada

Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada: TIEPI (h).

$$TIEPI = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (KVA) por las horas interrumpidas}}{\text{potencia total instalada}} = ASIDI$$

Representa el tiempo equivalente en horas de haber interrumpido a toda la potencia instalada. Éste es el índice más utilizado, los criterios más empleados son separando las interrupciones previstas e imprevistas, suele referirse a la potencia instalada en media tensión.

Diferencias: TIEPI se refiere a la potencia instalada y *ASIDI* habla de potencia conectada, pudiendo existir diferencias de criterios para su cálculo.

Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada: NIEPI (int.).

$$NIEPI = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (KVA)}}{\text{potencia total instalada}} = ASIFI$$

Representa el número de interrupciones de toda la potencia instalada equivalente. Es un índice que ha cobrado importancia en estos últimos años al verse en la necesidad de medir de alguna forma el número de interrupciones y su duración. Por otro lado los índices de potencia serán de utilidad para clientes con potencias significativas.

$$\text{indisponibilidad} = \frac{\text{tiempo fuera o en falla}}{\text{tiempo fuera + el tiempo operando}}$$

Para los índices basados en energía necesariamente se han de hacer suposiciones en cuanto a la energía no suministrada, ya sea por proyecciones de la energía consumida en el momento de la interrupción, por registros históricos de consumo, o por curvas de demanda típicas (al menos para los clientes domésticos). En cualquier caso es importante tomar índices que tengan en cuenta la frecuencia y la duración de las interrupciones, con objeto de medir la continuidad en sus dos aspectos básicos. Para cualquier índice que se mida con carácter histórico es necesario establecer procedimientos de registro sistemático de las incidencias de continuidad, así como disponer de las bases de datos necesarias para determinar los clientes afectados y demanda interrumpida.

Dependiendo de la utilización que se quiera hacer del índice, se puede medir en modo histórico o en modo predictivo: No existe un índice que sea capaz de medir la calidad total, ni siquiera se dispone de un índice único para cada una de las tres divisiones de la calidad del servicio, Esto conlleva la existencia de multitud de índices de calidad, cada uno especializado en algún aspecto concreto o perturbación.

En modo histórico, estos índices se calcularán utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo anterior. Permite evaluar la calidad de servicio proporcionada y realizar análisis comparativos/tendencias.

En modo predictivo, se calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro que permita establecer aspectos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis -alternativos de expansión de red y evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad. Los datos necesarios serán de confiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.

Los índices definidos en la mayor parte de los reglamentos o recomendaciones revisados están referidos al comportamiento del sistema desde un punto de vista global, en contraposición a los niveles de calidad que observa individualmente un usuario o cliente final. De esta forma es posible distinguir qué se está midiendo y cómo, ya que cualquier apreciación, regulación o estudio de los niveles de calidad obtenidos en una red están sujetos a los índices elegidos y a sus particularidades, los índices de sistema han sido los más utilizados Warren [23], Billinton [24]]. Sus principales ventajas e inconvenientes son:

Ventaja: capacidad para representar la calidad del servicio ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente asimilable. Es importante ser capaz de medir la calidad global de un sistema

Inconveniente: al ser una media de índices individuales, puede esconder bolsas de clientes con niveles de calidad muy inferiores a la media, que podrían considerarse como inaceptables en una regulación de la calidad.

2.6 La confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

“La confiabilidad es la probabilidad de que un elemento o sistema no falle bajo determinadas condiciones de operación específicas dentro de su vida útil $[t_1, t_2]$; y se expresa por: $R(t_1, t_2)$ ”

2.6.1 Los métodos de evaluación de la confiabilidad

Se considera la técnica FMEA, o técnica de estudio de fallas del sistema y análisis de los efectos como la más adecuada. Se basa en la teoría de Markov, aplicando los valores aproximados de duración y frecuencia junto con los sistemas serie [Billinton 25]. Los procesos continuos de Markov se utilizan para describir sistemas con un número finito y discreto de estados en los que se puede encontrar, y que están funcionando en un espacio continuo del tiempo. Un sistema de distribución cumple estas dos características, ya que se puede modelar en dos estados del mismo: en operación o estado disponible y averiado o estado indisponible. Entre los diversos estados que puede tener el sistema, se definen unas tasa de transición. En el caso del sistema de distribución, las tasas de transición de un estado a otro son λ , tasa de fallos del sistema μ tasa de reparación del sistema.

$$\lambda = \frac{\text{numero de fallas del sistema durante el periodo de tiempo considerado}}{\text{tiempo total durante el cual el sistema estaba expuesto al fallo}}$$

$$\mu = \frac{\text{numero de reparaciones del sistema durante el periodo considerado}}{\text{tiempo total durante el cual el sistema estaba siendo reparado}}$$

Un ejemplo de importancia particular, en todas las ramas de la ingeniería, es el cálculo de la probabilidad de una pieza especial de un equipo que ha tenido éxitos o ha fallado. Si el equipo ha pasado por su periodo inicial de uso (a veces llamado como periodo de maduración) y no ha llegado al periodo de fatiga o desgaste, puede considerarse que existe lo que generalmente es conocido como el periodo de vida útil. En este periodo las fallas del equipo ocurren al azar y por lo tanto, con una

regularidad estadística. La mejor estimación de la probabilidad de conocer si la pieza de un equipo estará fuera de servicio o fallada en un futuro próximo, es generalmente conocida como su indisponibilidad.

Las principales razones por las que es necesario estudiar los conceptos relacionados con la calidad en el suministro de la energía eléctrica son las siguientes:

- Pruebas de muestreo.
- Comportamiento estadístico (base de datos).
- Experiencia en el conocimiento del componente o sistema.

Para evaluar la confiabilidad de un componente o sistema se toman en cuenta:

- Mediante las distribuciones de probabilidad.
- Mediante las propiedades de las funciones de Probabilidad.

Actualmente la calidad de la energía eléctrica tiene como objetivo encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y las variaciones de voltaje en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica.

Es importante señalar la diferencia entre una interrupción del servicio (perdida completa del voltaje) y una depresión de voltaje. La interrupción se presenta cuando un dispositivo de protección interrumpe el circuito que alimenta a un determinado usuario, esto ocurre normalmente solo cuando existe una falla en ese circuito. Las depresiones de voltaje se generan durante el tiempo que persiste la falla sobre una amplia porción del sistema de potencia, las fallas en alimentadores paralelos o en sistema de transmisión que ocasionan depresiones de voltaje pero no interrupciones, sin embargo el usuario industrial puede percibir estas depresiones como interrupciones del servicio si su equipo sensible sale de servicio o se dispara por efectos de la caída momentánea de tensión. En consecuencia, los abatimientos de voltaje son más frecuentes que las interrupciones de servicio.

La sensibilidad de cada red eléctrica depende principalmente de su topología y de los niveles de las corrientes de corto circuito, es por esto que conviene contar con herramientas que permitan predecir la magnitud y la duración para fallas en diferentes puntos de la red. Las disminuciones de voltaje que se producen por el arranque de motores se identifican normalmente como el fenómeno del parpadeo o Flicker, sobre todo en situaciones donde la operación del motor es de tipo cíclico.

El abatimiento de voltaje permanece hasta que la falla se elimina, mediante la operación de los dispositivos de protección normalmente un fusible o un contactor, por el contrario, las fallas en una red se eliminan por la operación de los fusibles en las ramales, restauradores sobre la red troncal o por medio del interruptor de la subestación. Sin embargo, cuando se utiliza el recierre como mecanismo para disminuir la duración de las fallas temporales, puede ocasionar el fenómeno de abatimiento de voltaje varias veces para el mismo evento.

Para la calidad de la onda, no se tiene por tanto gran cantidad de índices para medir la misma característica, tal y como ocurría en la continuidad del suministro. Cada perturbación tiene un índice sobre el cual existe un consenso internacional de cómo debe medirse cada una de las perturbaciones anteriores. Un ejemplo de ello lo constituye el caso de las perturbaciones que afectan a la onda de tensión en un sistema de distribución de energía eléctrica (armónicos, Flícker, Huecos, etc.). Estos niveles coordinan la aptitud de los equipos para soportar los niveles de perturbación, y los niveles de perturbación máximos que deben existir en la red. Por un lado se tiene la función de probabilidad de la inmunidad de los equipos, es decir que probabilidad tienen de ser inmunes a un nivel de perturbación dado. Se considera que deben tener un 95% de probabilidad de ser inmunes al nivel fijado internacionalmente. De ello deben encargarse los fabricantes de los equipos con diseños capaces de funcionar con normalidad en el nivel de perturbaciones existentes en el sistema.

Se utiliza el concepto de distribución de probabilidad debido al carácter altamente aleatorio de la mayoría de las perturbaciones existentes en un sistema. En el caso del suministro de electricidad, se considera imposible o con probabilidad cero suministrar un producto perfecto de electricidad. Además, los niveles consideran que

los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo y en el 95% de los puntos de la red. Incluyen por tanto una componente aleatoria ligada no solo al tiempo sino también al espacio. Un cierto nivel de perturbación es inevitable, aunque sea mínimo. Solo queda determinar cual es el óptimo económicamente hablando, ya que serán necesarias inversiones ya sean para disminuir o controlar las emisiones de perturbaciones, o ya sea también para elevar el nivel de inmunidad de los equipos.

Al principio se pensó que las depresiones de voltaje que provocaban problemas, eran originadas únicamente por la conexión de soldadoras de arco o bien por hornos de fundición, sin embargo se analizaron otras cargas que tenían dispositivos de estado sólido, elementos o componentes digitales (equipos de telecomunicaciones, computadoras digitales, equipos de control, de sonido, etc.). Los controladores (Drivers) de maquinas eléctricas y los motores en el arranque y se obtuvo que estos consumían una gran corriente que ocasionaban una caída de tensión que afectaba a algunos equipos o bien a los contactores de los mismos.

El problemas de las depresiones de voltaje, manifestado en variaciones de voltaje, corriente y frecuencia que producen fallas o errores en la operación de los equipos eléctricos que es entregada a los usuarios, son disturbios que pueden tener diversos orígenes ya que en un sistema eléctrico el voltaje y la corriente siempre mantienen una estrecha relación, es decir, los generadores se encargan de producir una señal casi perfectamente senoidal de la magnitud de voltaje deseado, pero que al pasar a través de la impedancia del sistema pueden sufrir una variedad de perturbaciones, por ejemplo:

i).- La corriente resultante de un corto circuito causa a una depresión de voltaje o bien una desaparición del mismo.

ii).- Las corriente originadas por las descargas atmosféricas a través del sistema de potencia causan frecuentemente impulsos de alto voltaje que flamean al aislamiento y originan cortos circuitos.

iii).- Las corrientes de cargas desbalanceadas, productoras de armónicos también distorsionan al voltaje cuando pasan a través de la impedancia del sistema. Esta distorsión de voltaje es entregado a otros usuarios.

Estas fallas o errores son causados por diversos disturbios que no siempre son culpa de la compañía suministradora, sino que en muchas ocasiones son provocados por los equipos que están conectados al sistema y en muchos casos son generados por los equipos que están siendo alimentados, como es el caso de armónicas generadas principalmente por los equipos que poseen la característica de no linealidad, mientras que las descargas atmosféricas por ejemplo, están más allá del alcance tanto de la compañía suministradora como de los usuarios.

De aquí que puede plantearse la forma de ver el problema, ya que hay dos ángulos desde los cuales puede interpretarse, esto es desde el usuario y de la compañía suministradora.

Por esto, es muy importante que se tenga una coordinación entre ambas partes, tomando en cuenta las necesidades del usuario, la localización que se tienen con respecto a otros usuarios que presentan problemas de calidad o que son fuentes de disturbios y claro los problemas que la compañía enfrenta de manera interna para ofrecer una energía de calidad. Por ello, el planteamiento de soluciones no es algo generalizado.

Desde el punto de vista de confiabilidad es necesario recordar que toda perturbación que se presente en el sistema eléctrico y provoque fallas o salidas de operación de los equipos aunque sean momentáneamente lo afecta directamente, ya que la confiabilidad como tal asociada al tipo y número de disturbios que se presentan en la red eléctrica, son muy variados y pueden tener causas muy diversas.

A. La magnitud y duración de la depresión de voltaje determinan la consecuencia del daño al equipo sensible. Un poco más del 62% de los disturbios fueron depresiones de voltaje con duración menor a 0.5 seg. (30 ciclos). Típicamente estas depresiones son resultados de condiciones de falla: un corto circuito en el sistema de la empresa suministradoras, descargas atmosféricas, contacto con ramas de árboles o maleza, vandalismo, accidentes de vehículos, actividades de construcción, fallas de equipo, contaminación meteorológica o efectos ambientales, pequeños animales.

Las depresiones de voltaje también son resultado del arranque de un motor aunque estas sobretensiones comúnmente son mayores en duración de 30 ciclos y el voltaje asociado no es tan bajo.

B. Aproximadamente el 21% de los disturbios en una red son impulsos de voltaje transitorios. La conexión y desconexión de cargas ocasionan estos impulsos normalmente no representan un problema hasta que sobrepasan el 200% o 300% del voltaje RMS. El impulso es una elevación transitoria con duración menor a $\frac{1}{2}$ ciclo. Otras causas comunes de impulsos son descargas atmosféricas cercanas, descargas estáticas y arqueo entre contactos.

C. Las interrupciones constituyeron el 14% de los disturbios. Ningún sistema es invulnerable a las interrupciones, estas son ocasionadas por corto circuito, descargas atmosféricas, mal funcionamiento del equipo, accidentes de vehículos, excavaciones en sistemas subterráneos, etc.

D. Las sobretensiones representaron el 3%. La avería en un equipo, el corte del servicio de energía, el paro en un proceso automático o el accidente son cada vez menos tolerados o aceptados, tanto como por los industriales como por la población usuaria

2.7 La maduración, la vida útil y el envejecimiento de los componentes

2.7.1 El tiempo de vida de los componentes

La curva de la tasa de riesgo tiene una forma que es característica de diversos componentes físicos. Esta forma puede ser dividida en 3 regiones distintas.

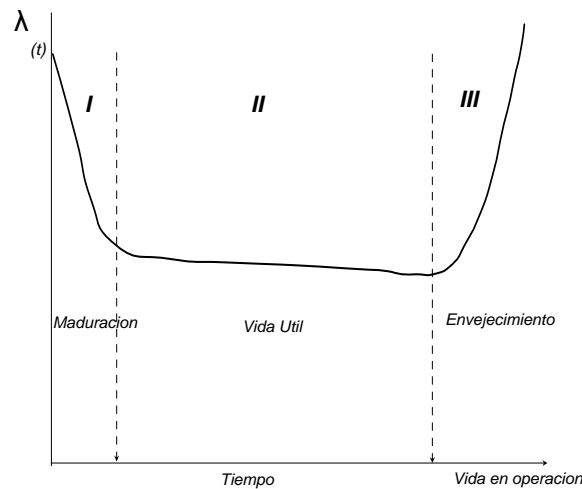


Figura 2.1 Curva típica de tasa de riesgo para componentes electrónicos

Para componentes no reparables si T_i es la variable aleatoria que describe los tiempos de vida al término del i -ésimo tipo de distribución utilizada ($i = 1,2,3$), el tiempo de vida resultante T del dispositivo en cuestión es una variable aleatoria definida por $T = \min.(T_1, T_2, T_3)$.

Región I.- Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Característica: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicos: errores en el diseño, falta de cuidado en la fabricación

Región II.- Nombres: Periodo de vida útil

Fase de operación normal.

Característica: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

Modos de evaluación: Distribución exponencial.

Región III.- Nombres: Fase de desgaste

Fase de fatiga.

Periodo de envejecimiento.

Característica: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

Tipo de fallas típicas: Fallas por envejecimiento.

Modo de evaluación: Distribución de Weibull o Distribución Normal.

2.8 Dependabilidad ó seguridad de funcionamiento

Normalmente se llega a confundir la confiabilidad con la dependabilidad ó seguridad de funcionamiento, aunque son conceptos relacionados, la dependabilidad va más allá de lo que conocemos como confiabilidad. La definición formal de este término, dada por la IEC, es la siguiente:

La “dependabilidad” Es un término general usado para describir la disponibilidad del desempeño de cualquier sistema, siendo sus factores de influencia el desempeño de la confiabilidad y el desempeño de la “mantenibilidad”.

Existen otros conceptos asociados a la dependabilidad como la seguridad operativa y la seguridad física.

- La seguridad operativa es la habilidad de un sistema de no desintegrarse ante la falla de cualquiera de sus elementos de manera individual, esto implica realizar estudios de planeación y de análisis para simular exhaustivamente todas las fallas posibles que pueda tener un sistema y así garantizar que esa falla única va poder ser absorbida por todos los demás componentes del sistema.
- Por otro lado, la seguridad física se refiere a la habilidad de un sistema de no permitir, aún cuando falle cualquiera de sus componentes, amenazar la vida de las personas, las propiedades y el medio ambiente.

2.9 La mantenibilidad de la instalación eléctrica.

Es “el conjunto de características de diseño y de instalación que hacen posible realizar la función requerida con un costo mínimo de mantenimiento, bajo ciertas condiciones de operación en las que se pueda realizar el mantenimiento programado y no programado.”

2.10 Las interrupciones del servicio de energía eléctrica.

De acuerdo con la norma IEEE-519, cuando se habla de las interrupciones se entienden como la pérdida de alimentación en corriente alterna durante medio ciclo de la frecuencia del sistema que para 60 ciclos que es de 1/120 segundos, Sin embargo además del malestar por la falta de energía eléctrica el concepto de interrupción de energía eléctrica va más allá de esta interrupción se interpreta como una interrupción perceptible ya que basta con que se interrumpa la energía por algunos ciclos o milisegundos para se puede afectar a ciertos tipos de cargas sensibles. La primera distinción que se propone es entre interrupciones programadas e imprevistas. Lo anterior es debido a que anteriormente en las instalaciones eléctricas no se tenían un problemas serios de operación de los equipos que estaban instalados, ya que en su mayoría eran insensibles a las perturbaciones más comunes que ocurrían en ese entonces en la red de alimentación de la compañía suministradora. Por lo cual, se consideraba que la calidad de la energía eléctrica a los consumidores era bastante buena, lo cual es cierto, ya que se tenían límites de tolerancia impuestos por las mismas compañías suministradoras en lo que se refiere a la magnitud y a la frecuencia del voltaje.

En lo que a la magnitud de voltaje se refiere se emplea el criterio conocido de $\pm 10\%$ para decidir el nivel de voltaje.

Tabla 2.1. Las categorías y características típicas de los fenómenos electromagnéticos de los sistemas eléctricos de potencia relacionados con la calidad de la energía.

Categorías	Contenido típico espectral	Duración típica	Magnitud típica de voltaje
1. Transitorios			
Impulso			
Nanosegundos	5 ns pico	< 50 ns	
Microsegundos	1 μ s pico	50 ns – 1 ms	
Milisegundos	0.1 ms pico	> 1 ms	
Oscilatorios			
Frecuencia baja	< 5 kHz	0.3 – 50 ms	0 – 4 pu
Frecuencia media	5 – 500 kHz	20 μ s	0 – 8 pu
Frecuencia alta	0.5 – 5 MHz	5 μ s	0 – 4 pu
2. Variaciones de corta duración			
Instantáneas			
Depresión Sag (Dips)		0.5 ciclos – 30 ciclos	0.1 – 0.9 pu
Dilatación (Swell)		0.5 ciclos – 30 ciclos	1.1 – 1.8 pu
Momentáneas			
Interrupción		0.5 ciclos- 3 s	< 0.1 pu
Depresión Sag (Dips)		30 ciclos – 3s	0.1 – 0.9 pu
Dilatación (Swell)		30 ciclos – 3s	1.1 – 1.2 pu
3. Variaciones de larga duración			
Interrupción sostenida		> 1 minutos	0.0 pu
Bajos voltajes		> 1 minutos	0.8 – 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 minutos	1.1 – 1.2 pu
4. Desbalances de voltaje		Estado estable	0.5 – 2 %
5. Distorsión de la forma de onda			
Componente de CD		Estado estable	0 – 0.1 %
Armónicas	0 – 100 th Hz	Estado estable	0 – 20 %
Interarmónicas	0 – 6 kHz	Estado estable	0 – 2 %
Parpadeo		Estado estable	
Ruido	Ancho de banda	Estado estable	0 – 1 %
6. Fluctuaciones de voltaje	< 25 Hz	intermitente	0.1 – 7 %
7. Variaciones de frecuencia		< 10 s	

2.10.1 Las interrupciones programadas de energía eléctrica:

Estas interrupciones se distinguen de todas las demás, puesto que están previstas y por tanto los clientes afectados están avisados. De hecho, para ser consideradas previstas, deben ser avisadas con un tiempo mínimo de antelación a los clientes afectados, para que estos puedan tomar las medidas oportunas para minimizar el impacto de las mismas. Suelen producirse por un motivo de nuevas instalaciones mantenimiento de las líneas, etc.

2.10.2 Las interrupciones imprevistas de energía eléctrica:

Son todas las demás interrupciones. Son mucho más dañinas, puesto que los clientes no han podido tomar medidas específicas contra ellas para las interrupciones imprevistas, pueden enumerarse las siguientes causas: fuerza mayor, agentes externos, climatología, fallas en componentes, operacionales de la distribuidora, causas desconocidas, etc.

La asignación de las interrupciones a alguno de estos orígenes no siempre resulta sencilla. La primera razón es que muchas veces se desconoce la causa por la que ha existido una interrupción. La segunda es que no todo el mundo está de acuerdo con que es un origen externo a la distribuidora. Que es de fuerza mayor, etc. debido a las posibles implicaciones de responsabilidad que pudiese conllevar. En cualquier caso, una posible clasificación de los orígenes es la siguiente:

2.10.3 Las interrupciones de energía.

Las interrupciones instantáneas de energía provocadas por una condición de falla del aislamiento después de una operación exitosa del equipo de reestablecimiento puede tener una duración de hasta varios ciclos. Por lo tanto, deben tomarse las medidas necesarias para reducir al mínimo las salidas instantáneas, generalmente producidas durante tormentas eléctricas, tales como el empleo de aisladores con entrehierro y limitadores de corriente. Las interrupciones se pueden clasificar en general como momentáneas, temporales y de larga duración:

Las interrupciones momentáneas son aquellas cuya duración están en milisegundos y por lo general no se cuantifican y se analizan principalmente desde el punto de vista del efecto sobre los equipos sensibles, los que tienen dispositivos de electrónica digital y de estado sólido. Este tipo de interrupciones que se pueden presentar por las fallas transitorias de cualquier naturaleza, generalmente se consideran en redes que tienen un cierto grado de automatización

Las fallas temporales son aquellas ocasionadas por contacto con ramas de árboles, descargas atmosféricas y presencia de animales.

Generalmente las interrupciones de larga duración son aquellas de mayor tiempo para reparación mantenimiento o reemplazo antes de ser energizadas nuevamente son las que en el sentido clásico se usan como referencia para los estudios de la confiabilidad de un sistema de distribución. Cuando se usa el equipo de seccionalización automática, se desconecta la parte dañada del sistema para minimizar así el número de usuarios afectados. Los sistemas de distribución incluyen una serie de dispositivos que liberan la falla tales como los relevadores, interruptores, restauradores, fusibles y seccionadores.

Los restauradores e interruptores reestablecen el servicio en forma inmediata. No así los cortacircuitos que han operado y que se les debe reponer el fusible antes de ser reestablecidos.

2.10.4. Las interrupciones momentáneas de energía

Son aquellas cuya duración está en milisegundos y por lo general no se cuantifican y se analizan principalmente desde el punto de vista del efecto sobre los equipos sensibles, los que tienen dispositivos de electrónica digital y de estado sólido. Generalmente este tipo de interrupciones se pueden presentar por fallas transitorias de cualquier naturaleza, que se consideran en redes que tienen un cierto grado de automatización.

Generalmente las interrupciones de larga duración son aquellas de mayor tiempo para reparación mantenimiento o reemplazo antes de ser energizadas nuevamente son las que en el sentido clásico se usan como referencia para los estudios de la confiabilidad de un sistema de distribución. Cuando se usa el equipo de seccionalización automática, se

desconecta la parte dañada del sistema para minimizar así el número de usuarios afectados.

Los sistemas de distribución incluyen una serie de dispositivos como son los relevadores interruptores restauradores, fusibles y seccionadores que liberan la falla.

Los restauradores e interruptores reestablecen el servicio en forma inmediata. No así los cortacircuitos que han operado y que se les debe reponer el fusible antes de ser reestablecidos.

2.10.5. Las interrupciones breves de energía

Se considera como una interrupción breve cuando la tensión en los puntos de suministro es inferior al 1% del valor de tensión acordado y dura menos de 1 minuto. La mayoría no debería exceder a 1 segundo. Estas interrupciones son provocadas por defectos fugitivos despejados por los sistemas de protección con reposición del suministro, todo ello de manera automática. Como todas las perturbaciones debidas a fallas con alto componente de aleatoriedad, la norma únicamente señala valores indicativos: desde unas decenas a unas centenas al año.

El origen de las interrupciones breves es el mismo que el de los huecos: una falla fugitiva y la operación de los sistemas de protección en una línea provocan interrupciones breves en esa línea, y huecos en las líneas próximas. Su efecto también es similar, ya que son como un gran hueco: mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección, parada de motores, inconvenientes derivados de re-arranques de motores y máquinas, fallas y errores en procesos informáticos, apagado de lámparas de arco, actuación indeseada de relés y contactores, etc.

2.10.6. Las interrupciones largas de energía.

En una primera aproximación, se puede dividir el sistema eléctrico en generación, transporte y distribución, y ver la influencia de cada parte en la continuidad del suministro. Las interrupciones pueden ser debidas a una falta de generación: puede no haber un parque de generación suficiente, lo que supone dejar sin alimentación una parte de la

demanda. Esta situación puede darse en países en vías de desarrollo, con un fuerte crecimiento de la demanda y sin haber realizado las inversiones a largo plazo. Otra causa posible puede ser la baja disponibilidad de las centrales, provocando una falta de generación para cubrir toda la demanda. En cualquier caso, estas situaciones son muy poco probables en países desarrollados, donde el parque generador suele estar sobredimensionado. Las nuevas regulaciones, y sobre todo la nueva tendencia de liberación de la generación abre incógnitas sobre cómo va a evolucionar el parque de generación.

La línea de transmisión también puede provocar interrupciones largas. Pero se ha invertido mucho en su protección y en el estudio de la confiabilidad de la línea de transmisión frente a fallas. La razón es que una falla en la línea de transmisión puede afectar a una zona muy amplia de suministro, pudiendo ser muy grande el daño causado. Estas fallas pueden provocar apagones generales. Al ser redes malladas generalmente suelen diseñarse las redes de transmisión con un criterio N-1 (e incluso N-2), es decir, capaces de soportar sin problemas la falla de un elemento de la red (o de dos).

En las redes de distribución es donde se genera la mayoría de las interrupciones del suministro. Dependiendo del país y del momento de la toma de datos, suele asignarse un 80% a un 95% de las interrupciones a la distribución, repartiéndose el restante 5 - 20% entre la generación y la transmisión. Este porcentaje puede llegar hasta el 99%. Históricamente se ha estudiado y se ha invertido mucho menos en confiabilidad de la distribución que en la confiabilidad de la transmisión. Varias razones han contribuido a ello: primero, debido a la estructura de las redes de distribución, las faltas tienen un efecto muy local, lo que les resta importancia; segundo, y debido a lo mismo, las inversiones para la mejora de la continuidad en distribución, aunque individualmente son pequeñas, afectan a muy pocos clientes. Para conseguir mejorar la continuidad a muchos clientes, son necesarias muchas inversiones pequeñas que se convierte en una inversión importante. Esta tesis se centra en el problema de continuidad de suministro en las redes de distribución.

Las interrupciones provocadas por fallas en el sistema de distribución tienen a su vez multitud de orígenes o causas distintas. Es interesante hacer una clasificación de las mismas que permitan entender la mejor solución para mejorar la continuidad, así como

posibles implicaciones a la hora de medir la calidad del servicio con fines regulativos o incluso meramente informativos. Es importante también a la hora de exigir responsabilidades sobre la falta de continuidad. A continuación se presenta una posible clasificación de las interrupciones largas en distribución por su origen. No se pretende que esta clasificación sea la única válida, sino que se quiere presentar una posible clasificación de las mismas.

2.11 Las fallas temporales de energía eléctrica

Son aquellas ocasionadas por contacto con ramas de árboles, descargas atmosféricas y presencia de animales.

2.11.1 Las sobretensiones temporales de voltaje

Son las sobretensiones temporales a la frecuencia de la red, entre fases y tierra, de valores significativos y duración relativamente larga en un lugar dado. La tensión suministrada conserva las características senoidales y de frecuencia habituales, pero con un valor de tensión mucho mayor. La norma únicamente propone un valor máximo indicativo. Estas sobretensiones no deberían sobrepasar típicamente 1.5 KV en baja tensión y entre 1.7 y 2 veces la tensión declarada en media tensión según el tipo de neutro. Tampoco indican cuántas pueden ocurrir, ni dan un límite. A menudo, estas sobretensiones son consideradas huecos, ya que son lo mismo pero de signo contrario. Se originan en fallas en la línea u otras líneas, en la operación de los sistemas de protección, en la desconexión de cargas, etc. Pueden quemar el aislamiento de equipos, o provocar malos funcionamientos.

2.11.2 Las fallas del sistema de origen desconocido.

Aquí se incluyen todas las interrupciones cuya causa se desconoce. Suelen ser causas transitorias que no dejan rastro, pero que las protecciones de las líneas ni los reenganches no han podido despejar.

2.11.3. Las fallas climatológicas del sistema:

Esta causa incluye a todas las interrupciones que tienen su origen en fenómenos climatológicos como rayos, viento, nieves, etc. Que provoquen fallas o averías en componentes además se incluyen aquí la contaminación, la humedad, la corrosión salina en zonas cercanas al mar, etc.

2.11.4 Las fallas del sistema de origen externo:

Aquí se incluye a todas las interrupciones causadas por agentes externos al sistema eléctrico: animales (pájaros, roedores, etc.), árboles, ramas, excavadoras, vehículos, personas. Todos pueden provocar romper una línea, una torre, y cable, etc. De alguna forma, también puede considerarse en algunos casos como causa externa de las interrupciones provocadas por el mal funcionamiento de las instalaciones de un cliente de la red.

2.11.5 Las fallas del sistema de origen interno:

Se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes o elementos pertenecientes al sistema eléctrico: falsa maniobra, falla de algún componente de la red, falla de los sistemas de protección, fallas humanas en la operación del sistema, sobrecarga del sistema, etc.

2.11.6. Las fallas del sistema por fuerza mayor.

Este apartado es redundante pero intenta recoger los casos extremos de climatología y causas externas: como huracanes, terremotos, actos de terrorismo, etcétera. La frontera entre esta causa y las de climatología causas externas varían según quien hace la clasificación. Incluso a veces se considera de fuerza mayor el hecho que deja sin suministro a una parte importante de los clientes servidos en una amplia zona. se propone considerar fuerza mayor cuando la interrupción afecte a más del 10% de los clientes de una suministradora, también se considera fuerza mayor, entre otras causas, a las interrupciones que afectan a más de 100.000 clientes es que a veces, a pesar de detectar el origen directo de una interrupción como puede ser un elemento averiado de la red, no

se conoce la causa de su avería: agentes externos que lo han expropiado, el envejecimiento prematuro, la mala operación, o sencillamente el fin de la vida del elemento. Todo ello complica la asignación de una interrupción a una casilla de la clasificación. Como ya se mencionó anteriormente es difícil de interpretar el caso de fuerza mayor, porque es redundante de los demás, sólo que recoge a los casos extremos. Una justificación de esto podría ser que la empresa podría invertir y tomar las medidas necesarias para mitigar las demás causas de interrupción es, que incluso podía exigírsele que lo hicieran pero las causas de fuerza mayor implican unos medios en algunos casos inalcanzables y en cualquier caso injustificable desde el punto de vista económico, sobre todo teniendo en cuenta su baja probabilidad. Por tanto puede justificarse de alguna forma la ausencia de la responsabilidad de la distribuidora en esos casos. El problema está en determinar la frontera entre causa " normal" de fuerza mayor y los índices de continuidad

2.12 Las variaciones periódicas y rápidas de tensión.

Estas variaciones periódicas o erráticas permanentes tienen una descomposición espectral en una banda desde 0.5 Hz. a 25 Hz. Se deben a cargas (o conjunto de cargas) cuya utilización se caracteriza por una constante variación de su demanda de potencia (por ejemplo: hornos de arco, equipos de soldadura.

2.13 Los efectos de la tensión alta en la instalación eléctrica

Se produce una variación de tensión cuando hay una alteración en la amplitud y, por lo tanto, en el valor eficaz de la onda de tensión. Una variación de tensión tiene: un valor de partida y un valor final. La tensión alta produce fundamentalmente un efecto de calentamiento de los receptores. En determinadas circunstancias, este calentamiento puede ocasionar la avería de los equipos si se supera el límite térmico que soportan. Es más difícil detectarla, ya que los receptores no dejan de funcionar instantáneamente y no es fácil apreciar de inmediato su sobrecalentamiento.

2.14. Los efectos de la tensión baja en la instalación eléctrica

La mayor parte de los receptores pasan de un estado de funcionamiento normal a uno "anómalo" o a uno de "no funcionamiento" cuando se ven sometidos a una tensión baja, recuperando el estado "normal" cuando el valor de la tensión vuelve a situarse dentro de los márgenes de tolerancia. Así, en la mayoría de los casos, los efectos no suelen ser especialmente perjudiciales. Cabe citar algunos ejemplos: En el momento del arranque, un motor no podrá iniciar el giro si la tensión no es suficiente para proporcionar el par mecánico que requiere el eje. Sufrirá un calentamiento que podría provocar su avería.

En las lámparas incandescentes, se observa una disminución en la intensidad lumínica.

Las que funcionan en base a descarga de gases pueden llegar a no cebarse en el momento de la conexión, permaneciendo apagadas. Si se encontraran funcionando, podrían apagarse y no se encenderían hasta que la tensión volviera a los límites de funcionamiento.

Los contactores o relés pueden producir actuaciones incorrectas, afectando al proceso que estén controlando.

Es más difícil detectarla, ya que los receptores no dejan de funcionar instantáneamente y no es fácil apreciar de inmediato su sobrecalentamiento.

Para estudiar los efectos de las variaciones lentas de tensión sobre los receptores, conviene tener en cuenta los posibles estados de funcionamiento: normal, anómalo, no funcionamiento y avería. Los tres primeros estados pueden evolucionar entre sí, mientras que el último, el de avería, es fijo y no permite el paso a ninguno de los demás de manera normal. Los receptores deben estar dotados de protecciones que eviten el paso al estado de avería.

Una vez definida una tensión nominal y su margen de tolerancia, pueden darse dos tipos de variaciones de tensión:

- Las que se sitúen por debajo de dicho margen o "tensión baja".

- Las que se sitúan por encima del mismo o "tensión alta".

Las condiciones de alto o bajo voltaje pueden representarse en circuitos durante la desconexión de cargas de gran tamaño o durante periodos de sobrecargas.

En las industrias se han llevado a cabo estadísticas para analizar las causas que originan las variaciones lentas de tensión, y determinar los factores que aparecen con mayor frecuencia, con objeto de caracterizar los problemas de la calidad de la energía.

Hasta hace poco la comunidad del suministro hace referencia a la existencia de una tensión en el punto de conexión, como el único aspecto considerado importante de la calidad del servicio. En la literatura técnica, se describe como confiabilidad del suministro y es el aspecto de calidad del servicio sobre el que más se ha descrito aún cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. La definición exacta según la norma, es que existe interrupción del suministro cuando la tensión este por debajo del 1% de la tensión nominal en cualquiera de las fases y alimentación. Otra interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tiene en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de 3 minutos. Las interrupciones breves, o menores de 3 minutos, se consideran un problema de calidad de bondad, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de la red: reenganches rápidos debidos a las fallas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falta, etc. Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de las redes, o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

De todos los factores que influyen en las variaciones de tensión, el más importante es la impedancia del receptor, que depende a su vez de la carga conectada. Esta puede variar por diversas razones entre las cuales cabe destacar las siguientes:

- El consumo de energía no se realiza de forma constante. A lo largo del día, hay periodos de consumo intenso, a los que se denomina "horas pico", y periodos de bajo consumo, a los que se llaman "horas valle".
- Los receptores no son iguales y sus diferencias condicionan asimismo las características del consumo. Así, no es lo mismo que el consumo se concentre en

una zona con una importante componente industrial, a que lo haga en una mayoritariamente residencial.

- La variación del consumo en un tiempo determinado recibe el nombre de curva de carga. Las variaciones de tensión se encuentran estrechamente ligadas a ella, de forma que es de esperar que la tensión de la red sea mayor en los momentos de bajo consumo, que en los de alto.

Si partimos de un conjunto de valores de tensión y tiempo, la evolución de una variación lenta de tensión puede presentar el aspecto que se indica en la Figura 2.1. Como se ve, los valores correspondientes a cada instante de tiempo se enlazan entre sí formando un perfil de tensiones en el que cada punto representa el valor real de la tensión en el instante de realizar la medida. Una vez definida una tensión nominal y su margen de tolerancia, pueden darse dos tipos de variaciones de tensión

Las que se sitúen por debajo de dicho margen o "tensión baja". Las que se sitúen por encima del mismo o "tensión alta". Veamos a continuación los efectos ligados a unas y otras

2.15 Las perturbaciones severas de voltaje.

Se define como aquella que es menor que el 85% de la tensión nominal. Si se presentan estas condiciones con frecuencia o durante periodos prolongados, pueden dar a envejecimientos de componentes electrónicos en sistemas digitales y errores durante el almacenamiento o lectura de la información. Su presencia puede algunas veces detectarse visualmente al presentarse "parpadeo" o disminución del nivel de iluminación en lámparas o reducción "encogimiento" del área de despliegue en monitores de TV o computadoras.

2.16 Las sobretensiones transitorias de voltaje

También llamadas impulsos de tensión son fuertes. Estas se presentan en forma de impulsos de voltaje de muy corta duración superpuestos en la señal de alimentación y frecuentemente intermitentes con una duración (desde algún microsegundo hasta 2 milisegundos). La norma tampoco da límites para el número de impulsos, ni su tamaño. Únicamente indica que no suele sobrepasar 6 KV de pico en baja tensión. Aconseja tomar

precauciones suficientes para poder soportar este tipo de impulsos, teniendo en cuenta la energía que transporta. Distingue entre los impulsos debidos a rayos que caen en la red, y los debidos a maniobras en las redes. Su efecto es que pueden quemar componentes electrónicos en equipos conectados en ese momento.

Los impulsos pueden tener su origen en las descargas atmosféricas, en maniobras de interruptores y al conectar o desconectar capacitores para la corrección del factor de potencia. Estos constituyen los llamados picos de voltaje. A diferencia de las sobretensiones temporales y exceptuando el caso crítico de rayos muy cerca de las instalaciones que producen chispas en los contactos, estas sobretensiones no presentan una indicación clara de su existencia que puede detectarse visualmente en circuitos de alambrado o en alguna otra forma. Sin embargo dado que su nivel pueda alcanzar valores de 5 o más veces el valor del voltaje nominal, su efecto consiste en aplicar esfuerzos excesivos al aislamiento de diversos equipos provocar disturbios a componentes electrónicos sensibles. Esto último puede traer como consecuencia la interrupción de programas en procesos por computadoras, pérdidas de información almacenada en memoria o daño a los componentes (hardware). Otros factores transitorios son la operación de conexión y desconexión de mores eléctricos en elevadores, equipos de aire acondicionado, equipos de compresión, bombas para agua, refrigeradores, etc.

2.16.1 Las variaciones de la tensión suministrada.

El nivel de tensión de suministro de referencia en baja tensión debe ser de 230 V, medida como la media del valor eficaz en un periodo de 10 minutos. En sistemas con neutro, estos 230 V debe estar entre fase y neutro. En los sistemas sin neutro, debe haber 230 V entre fases. En media tensión de preferencia será la pactada entre el distribuidor y el cliente como tensión declarada de suministro. Las variaciones de la tensión suministrada hacen referencia a los valores que puede tomar la tensión como en media tensión, son de 10% durante el 95% del tiempo (medido durante una semana).

Esta perturbación es debida principalmente al diseño de la red de distribución: líneas demasiado largas, cargas demasiado grandes para las líneas existentes, mal ajuste de los transformadores en regulación o con tomas, etc. También puede aparecer con variaciones de la carga total de la red de distribución o de parte de esa red. Esta perturbación puede

provocar dificultades en arranques de motores y en arranques de lámparas de descarga, así como sobrecalentamientos, reducción de la vida útil de receptores, etc.

2.16.2 Las variaciones rápidas de la tensión suministrada

Se considera como variaciones rápida de tensión un cambio del valor eficaz de la tensión de alimentación dentro de los límites aceptados de nivel de tensión en poco en tiempo. La norma no da unos límites a este tipo de variación. Únicamente indica que lo normal es que estos cambios no excedan en baja tensión un 5% aunque pueden llegar hasta un 10% en algunas circunstancias, y varias veces al día. Para media tensión, indican unas variaciones tipo usuales y posibles de 4% y 6% respectivamente. En el caso de que la tensión resultante después del cambio sea inferior al 90% de la tensión de alimentación (límite de la variación de tensión suministrada), la perturbación es considerada como un hueco.

2.16.3. Las variaciones bruscas de la tensión suministrada.

Se trata de variaciones bruscas de tensión que se producen de manera sistemática y o errática (intervalos entre variaciones superiores a algunos segundos. Estas variaciones se deben a puestas en marcha de cargas importantes (por ejemplo: arranque de motores, maniobra de batería de compensación. En esta definición sólo se incluyen las fluctuaciones:

- De amplitud < 10%
- De periodo < 1 hora

La garantía de funcionamiento que se expresa en términos de confiabilidad, de mantenibilidad, de disponibilidad y de seguridad es también una ciencia que ningún diseñador de producto o de instalación puede ignorar.

El industrial que quiere ser competitivo no puede admitir pérdidas de producción, tanto más cuanto sean más importantes y complejos sus procesos de fabricación; su misión es buscar lo mejor en:

- Confiabilidad de sus procesos de su control y mando,
- Disponibilidad de sus maquinas,
- Mantenimiento de las herramientas de producción,
- Seguridad de las personas y del activo industrial.

Estos valores se agrupan bajo el concepto de garantía de funcionamiento se relacionan directamente con la noción de confianza. Este concepto se cuantifica en términos de objetividad, se calcula en términos de probabilidad, se elabora en términos de arquitectura y la elección de componentes, se verifica con ensayos o por la experiencia. Estas alteraciones tienen su origen en las propias instalaciones eléctricas –como consecuencia de maniobras, averías, etc.–, en fenómenos naturales–descargas atmosféricas– y en el funcionamiento normal de determinados receptores –puentes rectificadores, hornos de arco, etc.– que las transmiten a los demás receptores a través de la red eléctrica. Su eliminación completa resulta imposible. Por ello, es necesario adecuar los receptores, para disminuir al máximo las emisiones que generan y que puedan afectar su funcionamiento.

2.16.4 las fluctuaciones de voltaje.

Significa una disminución momentánea en la magnitud del voltaje rms. Con una duración que va desde 10ms (0.6 ciclos) hasta 2.5 seg. (150 ciclos), causado por una falla remota en algún lugar del sistema de potencia. También existen elevaciones de tensión (“swells”), que no son tan comunes. Las condiciones de alto o bajo voltaje pueden representarse en circuitos durante la desconexión de cargas de gran tamaño o durante periodos de sobrecargas

2.17 La calidad de la onda de tensión

Para la calidad de la onda, no se tiene gran cantidad de índices para medir la misma característica, tal y como ocurría en la continuidad del suministro. Cada perturbación tiene un índice sobre el cual existe un consenso internacional de cómo debe medirse cada una de las anteriores perturbaciones. Un ejemplo de ello lo constituye el caso de las perturbaciones que afectan a la onda de tensión en un sistema de distribución de energía eléctrica (armónicos, flícker, huecos, etc.). Estos niveles coordinan la aptitud de los

equipos para soportar los niveles de perturbación, y los niveles de perturbación máximos que deben existir en la red. Por un lado se tiene la función de probabilidad de la inmunidad de los equipos, es decir qué probabilidad tienen de ser inmunes a un nivel dado de perturbación. Se considera que deben tener un 95% de probabilidad de ser inmunes al nivel de inmunidad fijado por los niveles internacionales. De ello deben encargarse los fabricantes de los equipos, con diseños aptos para funcionar con normalidad del nivel de perturbaciones existente en el sistema.

Se utiliza el concepto de distribución de probabilidad debido al carácter altamente aleatorio de la mayoría de las perturbaciones existentes en un sistema. En el caso del suministro de electricidad, se considera imposible o con probabilidad cero suministrar un producto electricidad perfecto. Además, los niveles consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, y en el 95% de los puntos de la red. Incluyen por tanto una componente aleatoria ligada no sólo al tiempo, sino también al espacio. Un cierto nivel de perturbación es inevitable, aunque sea mínimo. Sólo queda determinar cuál es el óptimo económicamente hablando, ya que serán necesarias inversiones ya sea para disminuir o controlar la emisión de perturbaciones, ya sea para elevar el nivel de inmunidad de los equipos.

2.18 Las perturbaciones de la onda de tensión

A continuación se presentan las perturbaciones de la onda de tensión y los límites propuestos, además de estas perturbaciones, la norma también incluye las interrupciones largas de suministro, que en esta tesis se ha tratado por separado con el título de continuidad del suministro.

Si se define la electricidad como producto. Y como tal, su suministro debe regirse por los mismos derechos y obligaciones que la distribución de cualquier otro producto comercial. Ello implica una descripción exacta del producto electricidad, con las propiedades que debe tener. La norma no fija niveles de compatibilidad electromagnética, sino que describe cómo debe ser la electricidad que se suministra a cada cliente, máximos de perturbaciones que pueden existir en cada punto de suministro.

2.19 Las tensiones armónicas

Son las tensiones senoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación (60Hz). Significa simplemente que la forma de la onda de la tensión (o corriente) no es una senoidal pura. Esto resulta de la adición de una o más ondas armónicas que se superponen a la onda fundamental o de 60 Hz. En el ámbito industrial el empleo de capacitores para corregir el factor de potencia puede proporcionar, en algunas circunstancias la aparición de condiciones de resonancia entre los condensadores y la inductancia de los transformadores. La existencia de armónicas en la red de distribución provoca un aumento de las pérdidas en los equipos por efecto joule con el consecuente aumento de temperatura, y esfuerzos en los aislamientos. Las aplicaciones industriales de convertidores estáticos de potencia, controladores de motores a base de silicio y hornos de arco ha traído como consecuencia un aumento notable del contenido de componentes armónicos, que se manifiestan en forma de diversas distorsiones de la forma de onda de voltaje en la red de distribución. Los armónicos se miden como la amplitud relativa de su valor eficaz (media del valor eficaz en periodos de 10 minutos). Frente al de la frecuencia fundamental. Se consideran límites para cada armónico individual.

2.20 Los desbalances de la tensión suministrada.

Se considera que hay desequilibrio de la tensión suministrada cuando el valor eficaz de las tensiones de fases o los desfases entre fases no son iguales. Para medirlo se utiliza el valor eficaz (media del valor eficaz en periodos de 10 minutos) de la componente negativa de las tensiones trifásicas. Se considera a éstas como la componente dañina para los equipos conectados a la red. El valor de la componente negativa no debe superar el 2 % de la componente positiva durante el 95% del tiempo, medido en periodos de 1 semana, ya sea en baja o media tensión. Aunque advierten que en áreas donde se distribuye con 1 fase o 2 fases, puede haber desequilibrios de hasta un 3 %.

El origen está en las cargas monofásicas importantes (unidades de tracción ferroviaria, hornos de inducción), cargas trifásicas desequilibradas, hornos de arco, distribución en 1 ó 2 fases, mala planificación de las cargas, etc. Tiene los siguientes efectos negativos: pares de frenado parásitos y sobrecalentamiento de máquinas rotativas, disminución de

capacidad de transporte, mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección, fallos en la operación de rectificadores controlados, etc.

2.21 Los Huecos de la onda de tensión.

Se considera que existe un hueco cuando la tensión suministrada disminuye bruscamente por debajo del 90% de la tensión acordada y por encima del 1%, recuperándose al cabo de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 milisegundos a 1 minuto. Existen huecos complejos, compuestos por huecos simples que afectan a 2 ó 3 fases de un sistema trifásico. La norma tampoco propone un límite de un número de huecos. Únicamente indica que puede haber desde algunas decenas hasta mil huecos al año, y que la mayoría son de menos de 1 segundo y menos del 60% de profundidad. La norma en su guía sobre la duración de un hueco y de su profundidad, además de una clasificación de los distintos tipos de huecos en una tabla en función de estos dos parámetros.

El origen de los huecos son fallas en otras líneas, operación de los sistemas de protección, conexión de cargas, etc. Tiene los siguientes efectos negativos: mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección, variación de la velocidad de motores o parada de éstos, inconvenientes derivados de re-arranques de motores y máquinas, fallos y errores en procesos informáticos, apagado de lámparas de arco, etc.

2.22 Las variaciones de la frecuencia de suministro

La frecuencia del sistema debe de ser de 60 Hz, medida como la media de los valores de frecuencia en un intervalo de 10 segundos. En sistemas síncronos interconectados, se permite una variación de 1% durante el 95% del tiempo, y de +4%/-6% durante el 100% del tiempo. Estos límites son igualmente válidos en baja tensión como en media tensión.

La frecuencia no es una perturbación importante en los sistemas interconectados. Sobre todo no es un problema de la distribución del producto electricidad. La frecuencia es una variable controlada por el operador del sistema a través de la generación, ya que las

desviaciones provienen de posibles desequilibrios instantáneos de la generación y la demanda. Los efectos negativos de esta perturbación son cambios de velocidad en máquinas rotativas, el mal funcionamiento de equipos que incorporen sincronizaciones, sobrecalentamientos, etc.

2.23 El ruido eléctrico (interferencia) en los equipos sensibles.

Una forma común de disturbio en sistemas de computo es el ruido eléctrico generado por sistemas de transmisión de señales de radio, operación de lámparas fluorescentes y controladores de atenuación de niveles de iluminación.

CAPÍTULO 3 Estudio del parpadeo ó Flícker

3.1 Introducción

El flícker o parpadeo de la luz (del inglés: to flícker = parpadear, titilar) es una impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo, por encima de un cierto límite, el parpadeo se vuelve molesto. Esta molestia es aún más rápidamente con la amplitud de la fluctuación. Para ciertas tasas de repetición, amplitudes incluso déj pueden resultar molestas. Para medir el parpadeo, se ha diseñado el índice de severidad de largo plazo (este índice se basa en el índice de severidad de corto plazo por que necesita 2 horas de medición para poder calcularse [UNE-EN 60868, UNE-EN 868-0]. Este índice esta diseñado de forma que el límite de molestia se encuentra para la mayoría de las personas en un valor de 1 del índice de severidad de 1 plazo. La norma establece como criterio que el índice Plt debe ser inferior a 1 durante el 95% del tiempo medido durante un periodo de una semana, ya sea en baja o en media tensión.

Su origen es distinto de las variaciones rápidas de tensión. Suele ser provocado por cargas fluctuantes muy importantes: hornos de arco, soldadura por puntos (resistiva), motores con arranques frecuentes como laminadoras, molinos industriales, máquinas herramientas, etc. Y su efecto es el ya descrito de modo visual en los espacios iluminados con lámparas incandescentes, así como el mal funcionamiento receptores de televisión, de ordenadores, de radares, etc.

3.2 Explicación matemática del origen del parpadeo

Las fuentes de estas fluctuaciones son equipos eléctricos cuyo funcionamiento necesita importantes variaciones cíclicas de intensidad. Estas, al recorrer la impedancia de la red (R, X), provocan variaciones de tensión ΔV (figura 3.2.)

Se define:

V = tensión nominal de la red (de funcionamiento),

E = tensión en vacío de la red,

ΔV = caída de tensión ($= E - V$),

P = potencia activa de la carga bajo la tensión nominal V ,
 Q = potencia reactiva de la carga bajo la tensión nominal V ,
 $\cos \varphi$ = factor de potencia de la carga,
 I = corriente nominal de la carga,
 S_{cc} = potencia de cortocircuito de la red aguas arriba,
 R = resistencia total de la red aguas arriba,
 X = reactancia de la red aguas arriba.

Si se considera que el ángulo entre E y V es pequeño:

$$\Delta V = E - V \approx R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi$$

se puede escribir:

$$P = V \cdot I \cos \varphi \text{ y } Q = V \cdot I \sin \varphi$$

de donde resulta:

$$\Delta V = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V}$$

y en valor relativo:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V^2}$$

Notas:

1.- en Alta tensión, la resistencia R es despreciable frente a la impedancia X , y la ecuación se transforma:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{X \cdot Q}{V^2} = \frac{Q}{S_{cc}}$$

Es decir: la variación de la potencia reactiva es preponderante y se ha de controlar.

2.- En Baja tensión R no es despreciable, de modo que hay que actuar sobre la potencia activa P y la potencia reactiva Q .

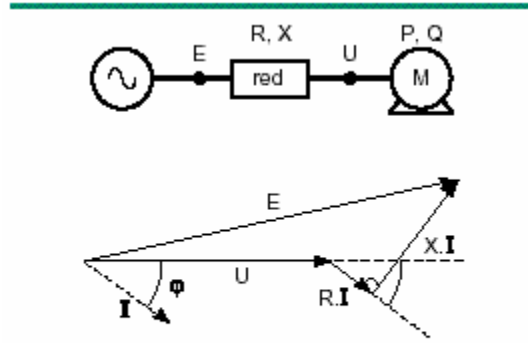


Fig. 2: Las variaciones de tensión, origen del flicker, se deben a variaciones de intensidad I que recorren la impedancia de la red.

3.3 PARPADEO DE LAS LÁMPARAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

El presente capítulo sólo considera la componente del parpadeo de la regulación de voltaje, y trata principalmente con la reacción del ojo humano a las variaciones en intensidad de la luz eléctrica.

Desde los inicios de la industria eléctrica uno de los problemas más importantes ha sido la regulación del voltaje. El tamaño de muchas partes de un sistema de potencia son grandemente determinados por esta consideración. Una gran proporción del precio de venta de potencia eléctrica es el interés y otros cargos fijos en la generación y distribución medios por el cual cualquier mejora en regulación se refleja finalmente en tasas más altas. Igualmente, los tipos de carga que excepcionalmente imponen severos requisitos de regulación aumentarán también el costo de la energía suministrada.

En los inicios de la industria, era permisible una gama relativamente amplia de variación de voltaje, porque en ese tiempo el público no estaba acostumbrado a intensidades uniformes de iluminación. Hoy, hay una mayor conciencia acerca de si el nivel de voltaje está en lo correcto, como lo indicado por la "blancura" de la luz y por la duración de las lámparas. Sin embargo mientras, es requerida una banda estrecha de voltaje que anteriormente no había, éste no siempre es el factor limitante en la regulación del voltaje. En los últimos años se han agregado numerosos dispositivos nuevos a las líneas que imponen cambios rápidos y frecuentes para impulsar carga con sus correspondientes cambios rápidos de voltaje. Observaciones repetidas han mostrado que esos cambios rápidos de voltaje son mucho más molestos que los lentos, para que los efectos del "parpadeo" puedan limitar la habilidad del transporte de carga útil de largos circuitos

individuales antes que la máxima regulación del estado permanente o calentamiento se haya alcanzado. Consecuentemente, ahora el problema de la regulación de voltaje debe ser considerada desde dos ángulos: la caída normal de voltaje de carga ligera a plena carga, y los parpadeos sobrepuestos debidos al arranque de motores y a las diversas cargas pulsantes e irregulares. Las diferencias en voltaje entre la carga ligera y la de plena carga afectan el comportamiento, eficacia, y vida del equipo eléctrico. El mal funcionamiento del sistema de iluminación. Una fluctuación del flujo luminoso puede ser también debido a un mal funcionamiento del Sistema de iluminación. Esta es la primera hipótesis a comprobar en caso de problema. Por ejemplo: las lámparas fluorescentes incorporan un balastro. los tubos con balastro ferromagnético tradicional, además del parpadeo que se observa al final de su vida, pueden generar parpadeo cuando están asociados a un regulador.

En efecto la ionización del gas no se asegura cuando el mando de Angulo de fase amputa una parte de la senoide, los tubos con balastro electrónico son generalmente insensibles a las variaciones de su tensión de alimentación. Existen balastros que pueden utilizar reguladores con mando por ángulo de fase, en este caso se han podido observar parpadeos en presencia de armónicos o corrientes portadoras (detección insegura del Paso por cero de la tensión).

El parpadeo provocado por los subarmónicos y los interarmónicos. Se ha demostrado y constatado que, en ciertas condiciones, la presencia de interarmónicos en la tensión de alimentación también es una fuente del parpadeo. En particular, las lámparas de incandescencia son sensibles en la banda de frecuencias comprendidas entre 20 hz. Y 80 hz., mientras que las fluorescentes lo son a frecuencias superiores a 100 Hz. Las lámparas de balastro inductivo parece más sensible a este fenómeno que las que llevan balastro capacitivo.

Las fluctuaciones de tensión no afectan en general al buen funcionamiento de los aparatos conectados, mientras la alteración sea inferior a los limites contractuales de variación de tensión de alimentación (ver capitulo precedente). Sin embargo, estas fluctuaciones pueden afectar al flujo luminoso según los distintos tipos de iluminación. La tabla de la [figura 3](#) presenta las principales características de las distintas fuentes luminosas y sus comportamientos según la tensión.

3.4 La medida, definición de la molestia y dosis del parpadeo,

La cuantificación y la medida del fenómeno del parpadeo resultan bastante complejas, puesto que al mismo tiempo hacen intervenir factores técnicos, fisiológicos y psicológicos. ¿Como cuantificar y medir la sensación de molestia experimentada por el hombre? Se han llevado a cabo muchos estudios profundos sobre el análisis y la cuantificación del parpadeo en diversos países [2].

En este capítulo se presentan, en orden cronológico, las distintas etapas que han permitido que ahora el parpadeo sea un fenómeno bien definido, cuantificado y medido:

- Análisis experimental de la molestia notada por el hombre sometido a un parpadeo debido a fluctuaciones de tensión,
- Cuantificación del parpadeo y definición de unidades de medida: parpadeo instantáneo, dosis del parpadeo.
- Realización de un aparato de medida: el flickérmetro, y
- Elaboración de un análisis de medida estadística,
- Introducción de los parámetros que definen la molestia por el parpadeo: P_{st} (a corto plazo) y P_{lt} (a largo plazo).

Estas magnitudes son las que se utilizan Actualmente. Otro parámetro, el ΔV_{10} , se utiliza habitualmente en Japón y en otros países

La Dosis de parpadeo, primer parámetro de cuantificación del parpadeo, utilizado Francia, se ha establecido a partir de experimentaciones:

- la sensación de molestia es función del cuadrado de la amplitud de la fluctuación de la tensión y de la duración de esta,
- la sensibilidad del observador medio a las fluctuaciones de iluminación son máximas alrededor de 10 hz. (8,8 hz.),
- el límite mínimo de percepción para esta frecuencia de 8,8 hz. (= 0,25%) es el límite mínimo de molestia (= 0,5%) (figura 4),
- se han obtenido dos pautas:
- la molestia percibida para una fluctuación de la tensión a una frecuencia f (distinta de 8,8 hz.) con una amplitud AF , es igual a la molestia percibida por una fluctuación de la tensión a 8,8 hz. con una amplitud equivalente $a_{8,8} = gf \cdot AF$. El coeficiente (gf), solo depende de la frecuencia

De esta fluctuación de tensión inicial ($gf \square 1$; $g_{8,8} = 1$). Por tanto, cualquier fluctuación de tensión puede expresarse en una fluctuación de tensión equivalente a 8,8 Hz.,

- una superposición de varias fluctuaciones de tensión a frecuencias f_i y amplitudes a distintas, equivale a una fluctuación de amplitud $a_{8,8}$ Equivalente a 8,8 hz. y dada por:

$$a_{8,8}(t) = \sqrt{\sum_i a_{8,8} i^2(t)} = \sqrt{\sum_i a_i^2(t) g_{fi}^2}$$

El parámetro $a_{8,8}(t)$ es una función del tiempo que se llama: parpadeo instantáneo.

- se ha observado, que para una fluctuación de tensión, frecuencia, amplitud y duración determinada, se experimenta la misma sensación de molestia que para una fluctuación de tensión de la misma frecuencia, de amplitud doble, pero de duración cuatro veces mas corta.
- Estos resultados permiten definir un parámetro de cuantificación de la molestia (G) percibida sobre un periodo de observación determinado (normalmente 1 minuto) según la ecuación:

$$.. G = \int_{10}^{10+T} a_{8,8}(t)^2 dt$$

Se llama **Dosis de parpadeo** y se expresa en %².mm (por ciento al cuadrado minuto).

La “Dosis de parpadeo” proporciona una valoración de la cantidad de molestia a lo largo de una duración determinada. Este parámetro es muy fluctuante para una carga perturbadora con ciclo de funcionamiento mas largo que el periodo de integración. Expresa mal la molestia total percibida.

Para poder analizar tanto las fluctuaciones de tensión periódicas como cambios bruscos de tensión, se ha desarrollado un método de análisis estadístico.

Nota:

- 1.- La definición de la dosis de parpadeo se basa en experimentos realizados con una lámpara de Incandescencia de 60 W, 50 hz., 220 V.
- 2.- En Francia ya no se acostumbra a usar la Dosis de parpadeo. Para expresar la severidad del parpadeo ahora se usan otras magnitudes: (Pst-Plt).
La severidad del parpadeo se valoraba comparándola entre la dosis de parpadeo medida y la curva límite de dosis de parpadeo.

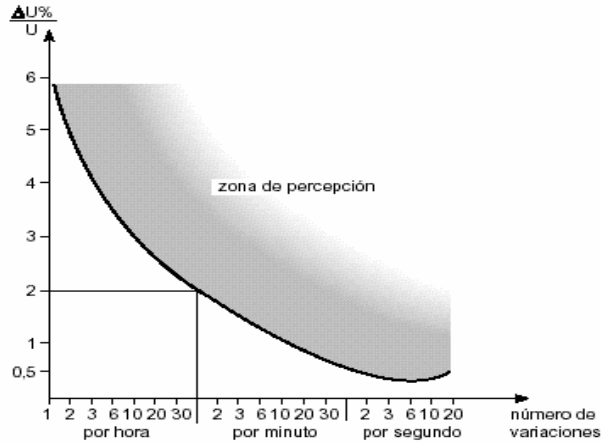


Fig. 3.3 Límite de sensibilidad del ojo a las variaciones de iluminación causada por las fluctuaciones de tensión, en las lámparas de incandescencia.

3.5 La curva de Función de Probabilidad Acumulada (FPC)

Esta curva se establece a partir de los valores de parpadeo instantáneo, o sea $a_{8,8}^2(t)$, que también se puede considerar como el valor diferencial instantáneo de la dosis de parpadeo.

Se muestrea el parpadeo instantáneo a $a_{8,8}^2(t)$, función del tiempo. Estas medidas muestreadas se agrupan en clases según su valor (figura 5).

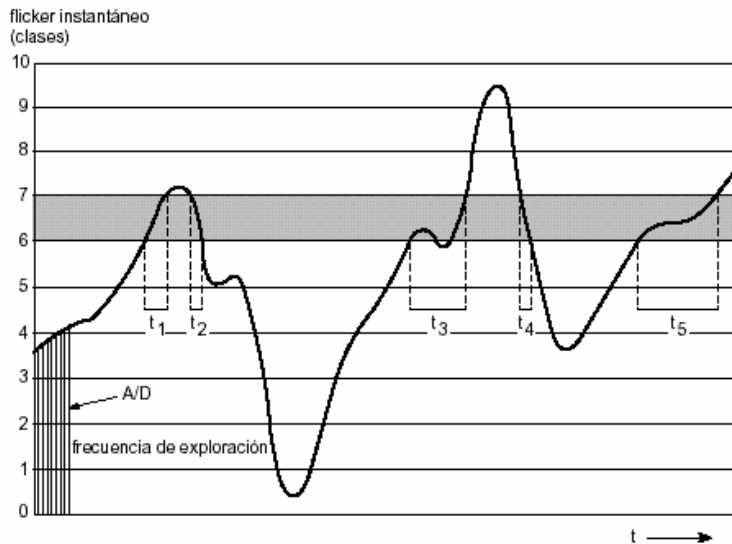


Fig.3.4 Representación esquemática de un muestreo del parpadeo instantáneo. Se muestra el nivel de parpadeo en función del tiempo, para un número de clases limitado a diez (según CEI 868)

Esto permite trazar la función de densidad de probabilidad y la Función de Probabilidad acumulada (figura 3.5). En el ejemplo, para simplificar el trazado, se ha limitado el número de clases a 10. Sobre esta curva se leen 5 valores: $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} . Estos valores expresan los valores de parpadeo instantáneo sobrepasados durante, respectivamente, 0,1%, 1%, 3%, 10% y 50% del periodo de observación, que normalmente es de 10 minutos. Los valores P_1 a P_{50} son valores alisados (norma CEI 868-0).

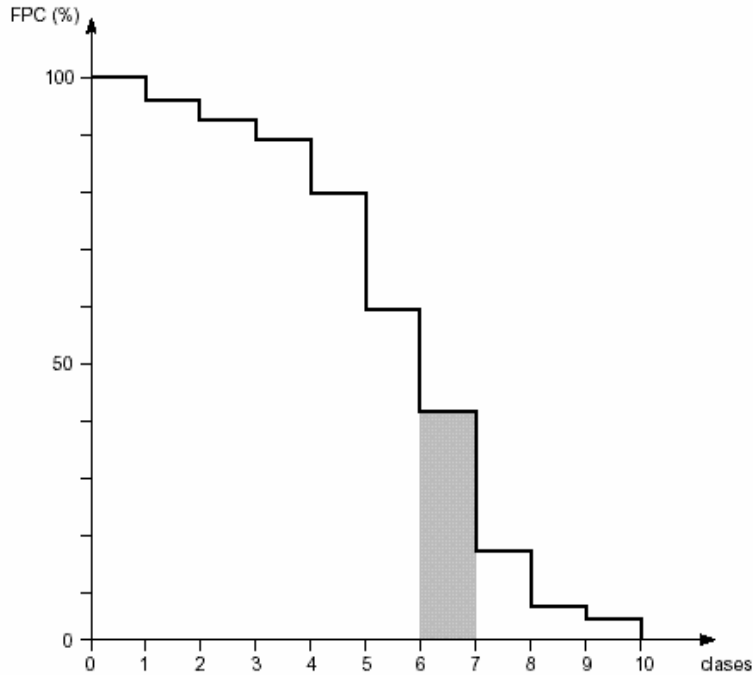


Fig. 3.5: Curva de la Función de Probabilidad Acumulada de la presencia de señal en una de las clases. (según CEI 868).

3.6 Los parámetros Pst y Plt

La evaluación final de la severidad del parpadeo según la CEI 868 se expresa por dos parámetros: el PST (corta duración) y el Plt (larga duración).

Pst y Plt son las unidades de medida del parpadeo; magnitudes sin dimensiones física, aquí se les denominan parámetros.

Mientras que el Pst se determina con un algoritmo multipunto utilizando los 5 puntos $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} leídos sobre la FPC, el Plt se calcula a partir de varios valores de Pst.

Así, el Pst se calcula sobre un periodo de 10 minutos, y el Plt se calcula para 12 valores de Pst en un periodo de 2 horas [5], [6], [7]. Estos parámetros valoran las distintas formas de FPC.

Este método de cuantificación del parpadeo tiene la ventaja de ser universal: independiente del tipo de fluctuación (periódica, súbita, senoidal, con otras formas, etc.) y por tanto independiente del tipo de perturbación.

Estos parámetros se calculan y se guardan a lo largo de todas las mediciones.

Por ejemplo, para un calculo de PST en 10 minutos y con 2 horas para el Plt: después de un día de mediciones se disponen de 144 valores de Pst.

El Pst se define por la ecuación:

$$Pst = [K_{0,1} \cdot P_{0,1} + K_1 \cdot P_1 + K_3 \cdot P_3 + K_{10} \cdot P_{10} + K_{50} \cdot P_{50}]^{1/2}$$

con:

P_n = niveles en la curva FPC que tienen una probabilidad n % de que sean superados,

K_n = coeficientes de ponderación dados por la norma y que permiten que la curva limite de la CEI (figura 2.6) se corresponda con un Pst = constante = 1 (la curva CEI se determinó experimentalmente mucho antes de la definición del Pst). Así, el Pst representa la curva CEI.

La severidad de corta duración de un parpadeo, definida por la norma CEI 868-0, queda pues expresada por la ecuación:

$$Pst = [0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28 \cdot P_{10} + 0,08P_{50}]^{1/2}$$

con:

$P_{0,1}$ = nivel superado solamente durante el 0,1% del periodo de observación,

P_1 = nivel superado solamente durante el 1% del periodo de observación,....

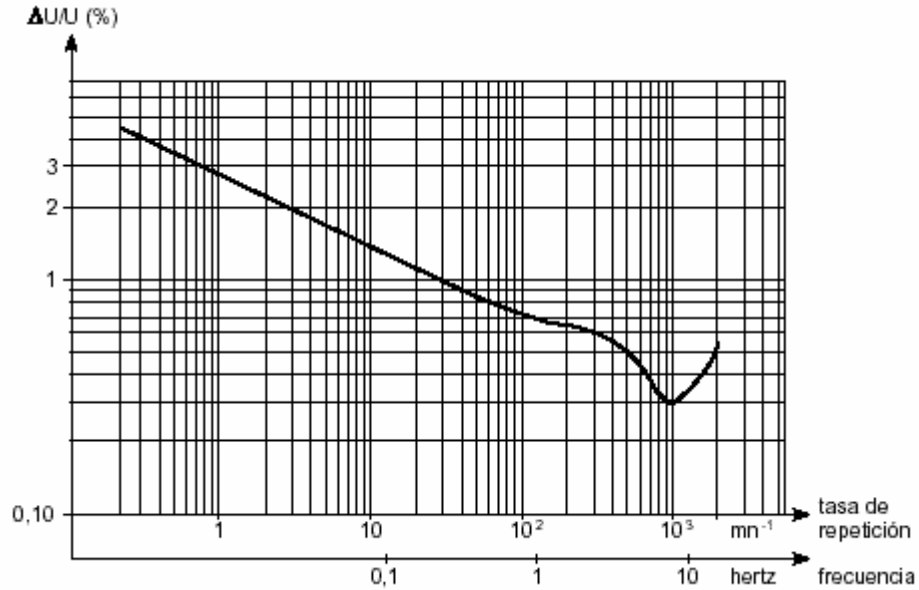


Fig.3.6: Curva limite de la molestia del parpadeo. Indica la amplitud de las fluctuaciones de tensión, en función de su frecuencia de repetición, para una severidad del parpadeo PST = 1 (según CEI 868).

Para que el ciclo se repita, hacen falta dos fluctuaciones (una de descenso y otra de ascenso).

3.6.1 Definición del Plt

La severidad de un parpadeo de larga duración Plt se deduce de los Pst por la fórmula:

$$P_{lt} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}}$$

Donde Pst_i (i=1,2,3,...) son los valores consecutivos obtenidos de Pst.

El Plt se ha de calcular a partir de los valores Pst en una duración adecuada según el ciclo de operación de la carga, o en un periodo durante el cual un observador pueda ser sensible al flícker, por ejemplo algunas horas (normalmente dos horas).

El orden de magnitud del límite tolerable es Plt = 0.74

Cuando hay distintos elementos dispersos conectados a una misma red, el parámetro Pst global encontrado en un punto dado se calcula según la regla de suma siguiente:

$$Pst = \sqrt[m]{\sum_i (pst_i^m)}$$

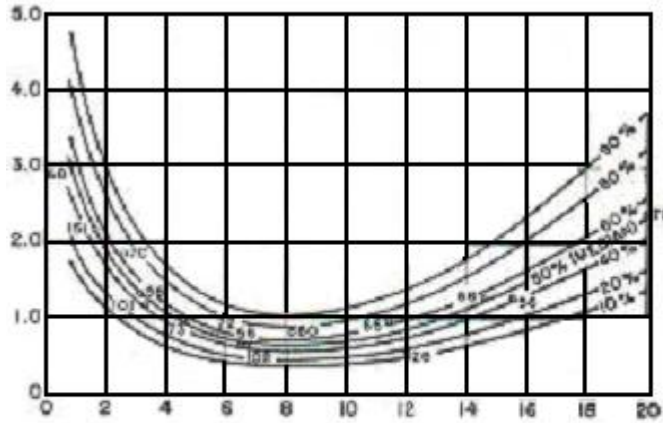
Habitualmente $m = 3$ pero pueden utilizarse otros valores.

3.7 EI PARPADEO PERMISIBLE

La cantidad permisible de parpadeo del voltaje no puede ser establecido concisamente por varias razones. Primero está el elemento humano; un individuo no puede pensar objetivamente un parpadeo perceptible por otro. El adorno usado en la iluminación es de considerable importancia. Las lámparas incandescentes más pequeñas de potencia en vatios cambian la iluminación más rápidamente que las lámparas con filamentos más pesados en un cambio de voltaje. También el carácter del cambio de voltaje es importante. Los cambios cíclicos o rápidos de voltaje son generalmente más inaceptables que los no cíclicos. En cambio la molestia debida al parpadeo no cíclico es afectado por la proporción y duración del cambio, la frecuencia de ocurrencia del parpadeo. Éstos y otros factores complican más el problema de asignar límites permisibles a los voltajes del parpadeo.

Numerosos investigadores han estudiado el problema del parpadeo. El análisis más completo se encuentra en el informe "La Percepción Visual y Tolerancia de Parpadeo," preparado por la Corporación Coordinadora de Investigación de Suministradores e impresa en 1937, de donde se reproducen las figuras 3.7 a 3.10

La figura 3.7 muestra la pulsación cíclica perceptible de voltaje de las lámparas de filamento de tungsteno de 115 voltios. Los parpadeos tan bajos como 1/3 voltio fueron perceptibles en un 10 por ciento de las observaciones, cuando la tasa de variación fue de 8 ciclos por segundo. Sin embargo, para que las variaciones sean perceptibles en un 90 por ciento de las observaciones, el cambio de voltaje tuvo que ser de más de un voltio a la misma frecuencia. El rango entre 6 y 12 ciclos por segundo fue más crítico.



FRECUENCIA DE PULSACIÓN DE VOLTAJE (CICLOS POR SEGUNDOS)

Fig. 3.7 Pulsación cíclica de voltaje en el que es perceptible el parpadeo de una lámpara de filamento de tungsteno de 115 voltios

Derivado de 1104 observaciones por 95 personas en pruebas de campo de lámparas de 25 watts, 40 watts, y 60 watts dirigidos por Comunidad de Naciones de la Compañía de Edison. Las curvas en la figuras denotan que los porcentajes de observadores esperaron percibir parpadeo cuando las pulsaciones de voltaje cíclicas de valores y frecuencias indicadas son impresas en circuitos de alumbrado. puntos trazados denotan el promedio de observación a varias frecuencias, número de observaciones en cada caso siendo indicado por las figuras adyacentes.

La figura 3.8 muestra la depresión abrupta mínima de voltaje para causar parpadeo perceptible en una lámpara de filamento de tungsteno de 60 vatios, 120 voltios, como una función de la intensidad de iluminación. Las curvas son mostradas para 5 y 15 ciclos (en base de 60 ciclos por segundo) las duraciones de las depresiones de voltaje. Debe notarse que el voltaje abrupto se zambulle de 1.5 a 2.0 voltios fueron perceptibles.

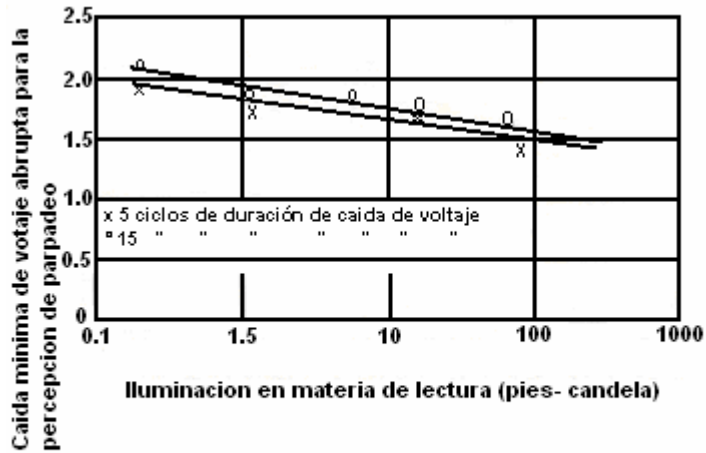


Fig. 3.8 -Mínima caída abrupta de voltaje para la percepción de parpadeo de lámparas de filamento de tungsteno en espiral de 60 w, 120 V, 60 Hz. de corriente alterna.

La figura 3.9 muestra el efecto de "la Duración de transición" de voltaje en el límite promedio de perceptibilidad de parpadeo para las lámparas de filamento de tungsteno. Esta curva muestra con bastante claridad que considerando que un cambio abrupto de aproximadamente $1\frac{1}{2}$ voltios es perceptible, un cambio de 5 voltios o más es necesario antes de que las variaciones de voltaje requeridas por varios segundos para la realización pueden ser percibidas.

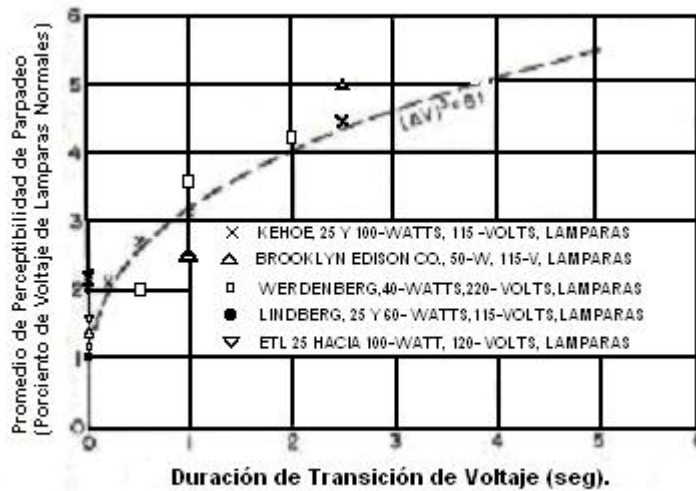


Fig. 3.9-Efecto de duración de transición de voltaje en el límite promedio de perceptibilidad de parpadeo de las lámparas de filamento de tungsteno.

No se dispone de un estudio preciso al respecto de fuentes luminosas incandescentes, vapor de sodio, vapor de mercurio a baja presión, a alta presión a alta presión tipo de lámparas rectilíneas, circular, estándar, con distintas ampollas de un solo casquillo, fantasía, casquillos fluorescentes, luz compacta, halógena BT o mixta con yoduros miniatura o MTB metálicos, con de sustitución distintos casquillos potencia de 45 a 65 de 5 a 2000 de 18 a 180 de 35 a 1000 de 35 a 3500 eléctrica (W). Eficacia luminosa de 35 a 104 de 8 a 25 de 100 a 200 de 37 a 150 de 11 a 120 (Lúmen/watt) comportamiento después del el flujo luminoso hay una espera hay una espera hay una espera al ponerla en cebado se obtiene es inmediato. La de entre 5 y 10 de entre 5 y 7 de entre 1 y 4 tensión el flujo luminoso sobre intensidad minutos desde minutos desde minutos desde Completo. Una puede alcanzar corriente de 14 In en tensión en tensión precalentamiento hasta que sé de algunos obtiene el flujo segundos puede luminoso Alcanzar 2 In completo. Completo. No hay una La sobreintensidad puede alcanzar Notable 1,2 ó 1,3 In 1,5 ó 1,7 In comportamiento solo se perturba especialmente muy sensible, Ídem que la Ídem que la frente a con fluctuaciones sensibles a las puesto que su lámpara de lámpara de fluctuaciones de 2 o 3 veces más pequeñas inercia térmica vapor de sodio vapor de sodio la tensión de fuertes que las variaciones de es la del plasma a baja presión a baja presión alimentación que afectan a las tensión de la descarga Lámparas de repetidas. Esta incandescencia luminosa se debe a la Esto es debido pequeña cosa la remanencia tanto térmica del deposito los filamentos fluorescente

Como resumen, se puede escribir que todas las fuentes luminosas son sensibles a las variaciones de tensión. En orden decreciente de sensibilidad: las lámparas de vapor de mercurio o de sodio, pero iluminando lugares donde el parpadeo es poco molesto (espacios exteriores, monumentos, carreteras, etcétera).

Los receptores de televisión así como las pantallas de los sistemas informáticos tienen una cierta sensibilidad al flicker. Esta sensibilidad es muy variable según los aparatos.

fuentes luminosas	fluorescencia	incandescencia	vapor de sodio a baja presión	vapor de sodio a alta presión	vapor de mercurio a alta presión
tipo de lámparas	rectilínea, circular, de un solo casquillo, compacta, miniatura o de sustitución	éstandard, fantasía, halógena BT o MTB		con distintos casquillos	ampolla fluorescente, luz mixta con yoduros metálicos, con distintos casquillos
potencia eléctrica (W)	de 45 a 65	de 5 a 2000	de 18 a 180	de 35 a 1000	de 35 a 3500
Eficacia luminosa (lm.W ⁻¹)	de 35 a 104	de 8 a 25	de 100 a 200	de 37 a 150	de 11 a 120
comportamiento al ponerla en tensión	después del cebado se obtiene el flujo luminoso completo. Una corriente de precalentamiento de algunos segundos puede alcanzar 2 I _n	el flujo luminoso es inmediato. La sobreintensidad puede alcanzar 14 I _n	hay una espera de entre 5 y 10 minutos desde que se pone en tensión hasta que se obtiene el flujo luminoso completo. No hay una sobreintensidad notable	hay una espera de entre 5 y 7 minutos desde que se pone en tensión hasta que se obtiene el flujo luminoso completo. La sobreintensidad puede alcanzar 1,2 ó 1,3 I _n	hay una espera de entre 1 y 4 minutos desde que se pone en tensión hasta que se obtiene el flujo luminoso completo. La sobreintensidad puede alcanzar 1,5 ó 1,7 I _n
comportamiento frente a fluctuaciones de la tensión de alimentación	sólo se perturba con fluctuaciones 2 ó 3 veces más fuertes que las que afectan a las lámparas de incandescencia. Esto es debido a la remanencia del depósito fluorescente	especialmente sensibles a las pequeñas variaciones de tensión repetidas. Esto se debe a la pequeña constante térmica de los filamentos	muy sensible, puesto que su inercia térmica es la del plasma de la descarga luminosa	ídem que la lámpara de vapor de sodio a baja presión	ídem que la lámpara de vapor de sodio a baja presión

Tabla 3.1 Principales características y comportamiento frente a las variaciones de voltaje de distintas fuentes luminosas

Las figuras 3.7 a 3.10 son de interés mostrando las perceptibilidades para las diversas clases de parpadeo del voltaje. Éstos no están trabajando al límite, porque un parpadeo perceptible necesariamente no es inaceptable. La figura 3.10 muestra la máxima variación cíclica de voltajes recomendados aceptables como conjunto arriba por varias autoridades para su propio uso. Las variaciones en estas recomendaciones son una indicación de

hasta que punto el juicio individual entra en el problema. Las curvas son no obstante una guía sumamente valiosa.

El parpadeo cíclico, cuando es perceptible, es probable ser inaceptable, por lo menos para algunos individuos. Sin embargo, las depresiones aisladas de voltaje, aun cuando simplemente sean perceptibles, no son inaceptables para la mayoría de individuos a menos que sean bastante frecuentes. Por consiguiente, puede esperarse que grandes variaciones son permisibles para las no cíclicas que para las variaciones cíclicas, pero que la cantidad de depresiones tolerables dependen de la frecuencia de ocurrencia y la clase de servicio. Aquí otra vez, el juicio es un factor importante como los hechos técnicos. Las máximas fluctuaciones aceptables practicadas por una compañía son mostradas en la Tabla 3.1.

Este es un conjunto de normas muy comprensivo y se ha demostrado ser satisfactorio en la práctica.

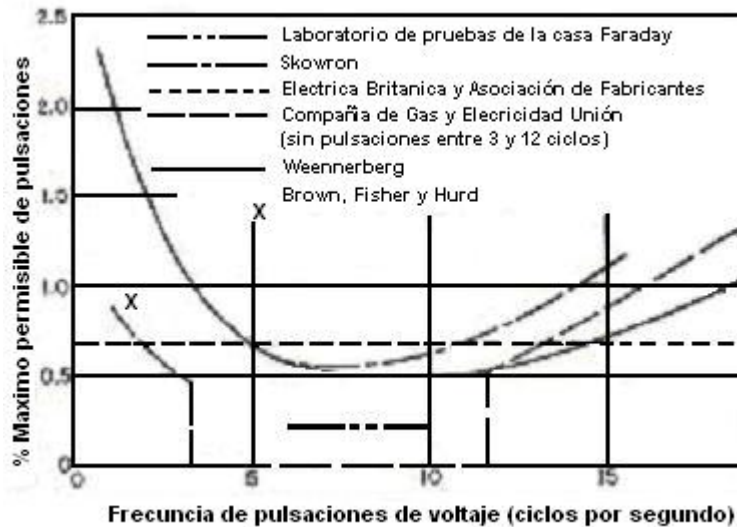


Fig. 3.10- Recomendación Máxima de Variación cíclica de voltaje aceptable.

Tabla 3.2. Máximas fluctuaciones de voltaje permisible.

Clase de Servicio	Volts en 115 Volts Base			
	No frecuente	Frecuente	Muy Frecuente	Extremadamente Frecuente
A. En una barra de la subestación alimentando solo líneas de potencia	6	4	3	3
B. En una línea primaria de potencia cuya capacidad total no es tomada por el usuario y se lee en la premisa de los usuarios.....	8	6		4
C. En una línea primaria de potencia cuya capacidad es tomada por el usuario y se lee en la premisa de los usuarios.....		Limite	4	Definido
D. En una barra de la subestación alimentando circuitos de distribución y en circuitos de distribución primarios....		3**	No	2
E. En un circuito de distribución secundario:	6	6	2	3
a) En el secundario del usuario causando la fluctuación..	6	5**	4	2
b) En el secundario del usuario no causando la fluctuación..	6		3**	

*Líneas malladas de potencia o sus líneas tiradas automáticas equivalentes serán consideradas como circuitos de distribución.

* *En las líneas rurales este límite se ha aumentado a seis voltios porque el arranque del motor es así confinado grandemente a las horas de la luz del día. Este límite nos permite cubrir razonablemente con las distancias largas encontradas.

Definiciones:

1. Parpadeos poco frecuente -incluirá casos que ocurren seis veces o menos en 24 horas pero no más de una vez entre 6:00 postmeridiano y 12:00 medianoche. Se piensa que esta provisión cubre aparatos como los motores, los generadores, los ventiladores, las bombas, etc., que normalmente funcionan continuamente a lo largo del día

2. El Parpadeo frecuente incluirá casos que no ocurren más de tres veces por hora, sólo que entre 6:00 postmeridiano y 12:00 medianoche ellos no ocurrirán más de una vez por hora. Se piensa que esta provisión cubre aparatos como máquinas, herramientas, hornos eléctricos, etc., que se son arrancados periódicamente y detienen el funcionamiento a lo largo del día
3. El parpadeo muy frecuente incluirá casos que no ocurren ninguna vez en promedio de un minuto incluirá todos exceptúan repitiéndose parpadeos rápidos y regularmente. Se piensa que esta provisión cubre aparatos tales como los ascensores, las bombas automáticas, las máquinas de hielos, etc., que arrancan bastante frecuentemente pero, en general, no son iniciados varias veces en tiempos regularmente por un minuto.

El parpadeo extremadamente frecuente incluirá todos los casos que ocurren más frecuentemente que los anteriores. Se piensa que esta provisión cubre aparatos tales como encendido de señales, soldadoras, grúas elevadoras de grava y ciertos hornos eléctricos que arrancan frecuentemente y paran repetidamente con cargas rápidas durante el uso normal.

3.8 El origen de voltajes del parpadeo.

Los voltajes del parpadeo pueden originarse en el sistema de potencia, pero los más frecuentemente en el equipo conectado a él son:

3.8.1. Los primo motores de los generadores.- Probablemente los mandos de máquinas generadoras son los responsables en la mayoría de los casos raros de parpadeo debidos al propio sistema de potencia. La curva (a) de la figura 2.5 Muestra la variación de la fuerza tangencial de una máquina diesel de cuatro cilindros de 300 rpm a plena carga , y la curva (b) muestra el por ciento del correspondiente cambio en velocidad angular de las partes giratorias. Con todos los otros factores constantes, ésta tasa de giro no uniforme produce una fluctuación en la amplitud del voltaje del generador La variación total de voltaje es igual a la variación total en velocidad; en este ejemplo 0.7 por ciento. La frecuencia de la variación es igual a las veces de las rpm y del número de golpes de potencia por revolución; en este caso $300 \times 2 = 600$ por minuto o 10 por segundo.

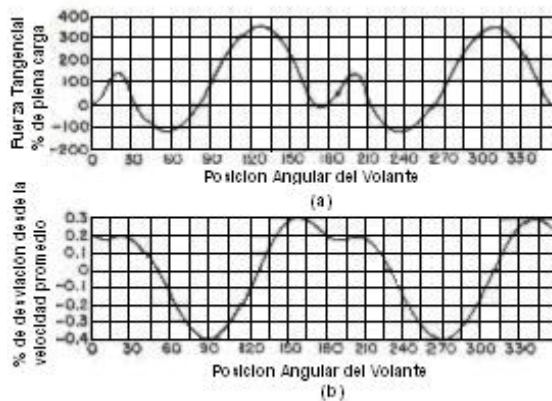


Fig. 3.11 Curvas de una máquina diesel de cuatro cilindros de 300 rpm a plena carga que maneja un generador. La variación de velocidad causada a una correspondiente variación en el voltaje generado.

Refiriéndose a la Fig. 3.7, se ve que el 0.7 por ciento en cambio de voltaje es prontamente percibido por la mayoría de los individuos. La figura 2.4 indica que la mayoría de los operadores considera esto como demasiado parpadeo para ser tolerable. Acerca de los únicos remedios factibles está el aumentar el efecto de los volantes o cambiar la velocidad para conseguir dentro de un rango de frecuencia menos desagradables. En este caso real, el parpadeo original de la instalación causado por muchas quejas ya fue corregido satisfactoriamente aumentando el efecto de los volantes.

Cuando dos o más manejadoras de máquinas generadoras están en operación continua en la misma subestación, la amplitud de la fluctuación puede bajarse frecuentemente, y duplicar la frecuencia para sacarlo del rango inaceptable, sincronizando los generadores para que los golpes de potencia de las dos máquinas alternen en lugar de ocurrir simultáneamente. Esto puede hacerse porque normalmente hay más polos en los generadores que cilindros en las máquinas, particularmente en aquellas máquinas donde el parpadeo está en el rango inaceptable. Un estroboscopio usado con el sincronoscopio regular permiten tal sincronización.

A veces se ha pensado que debe ser posible corregir el parpadeo de este tipo por el uso de reguladores especiales de voltaje de respuesta extraordinariamente rápida. En cada caso prácticamente esta completamente fuera de la pregunta porque la frecuencia de parpadeo es demasiado alta durante la constante de tiempo del campo generador. Por ejemplo, la constante de tiempo del campo de una maquina tipo generador de tamaño moderado típico esta entre 0.5 y 1.5 segundos, considerando el rango de parpadeo mas inaceptable esta entre $\frac{1}{4}$ y $\frac{1}{16}$ de segundo por ciclo. Incluso los sistemas electrónicos de excitación son capaces de regular el voltaje a tan alta proporción.

3.8.2 Los sistemas de excitación de los generadores.- Un generador simétrico con carga constante, excitación y velocidad angular produce un constante voltaje terminal. Sin embargo si varía cualquiera de estas cantidades, también varía el voltaje terminal.

Es posible tener un suficiente grado de no uniformidad en el entrehierro del generador que causa un voltaje terminal pulsante. Sin embargo, las tolerancias de manufactura comercial son suficientemente cerradas que ningún caso de parpadeo debido a esta causa se conoce que haya ocurrido. De esta manera para producir parpadeo, el rotor y el estator

deben ser excéntricos. Los estatores de todos menos las máquinas del tamaño más pequeñas tendrán un cierto grado de excentricidad inherentemente, porque ellos deberán construirse con laminaciones segmentarias. A

pesar de esta construcción las tolerancias bastante cerradas son celebradas por el uso de troqueles exactos y llaves codificados de ensamble. Los extensos esfuerzos para mejorar serían muy difíciles cuando requerirían pulido o molienda con el taladro interno de los punzones del estator. Esto es bastante indeseable desde el punto de vista de acumulación de viruta férricas y limados entre las laminaciones y en las hendeduras que podrían producir una condición de avería de aislamiento y podrían localizar calentando del estator La excentricidad del rotor es, debido a la necesidad de equilibrio dinámico, normalmente sostenidas a, tolerancias bastante cerradas. Subsecuentemente ninguna fluctuación de voltaje puede producirse si el rotor es concéntrico con el eje, ninguna modificación de norma los procedimientos de manufactura han sido alguna vez necesarios desde el punto de vista de voltajes del parpadeo.

Cambios abruptos de carga en generadores producen correspondientes cambios en los voltajes terminales. Esta fluctuación de voltaje es el resultado de dos factores: el cambio de velocidad, y la regulación de la máquina. Es muy raro que el cambio en velocidad sea un factor significativo en la práctica de la subestación central. Los incrementos súbitos de carga son normalmente demasiado pequeños materialmente comparados con la capacidad generadora total de cambio de la velocidad. Sin embargo aun cuando la velocidad cambie, la proporción en la que las caídas de voltaje son ordinariamente tan bajas, que el efecto es imperceptible al ojo (vea Fig. 2 3).

Una curva típica de regulación de voltaje-tiempo de un turbo-generador grande seguida de una aplicación súbita de carga se muestra en la figura 2.6. La velocidad y el voltaje de la excitación son supuestos constantes. Tres puntos en esta curva son de especial interés. El punto (a) es el voltaje que sigue inmediatamente a la aplicación de la carga; el punto (b) es el voltaje después de que se ha establecido; el punto (c) es una extrapolación de la curva donde (b) regresa a tiempo cero. Cada uno de estos puntos puede ser estrechamente determinado por el uso de la reactancia apropiada del generador. De hecho, la definición normal de diversas reactancias se ha constituido este uso particular.

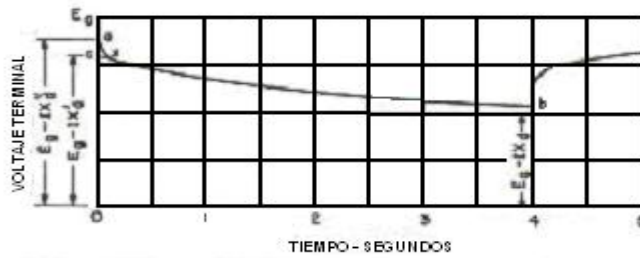


Fig. 3.12.-Regulación de voltaje-tiempo de un turbo-generador grande siguiendo una aplicación súbita de carga.

El punto (a) es determinado por el uso de la reactancia sub-transitoria x_d'' de la máquina, En el caso de una máquina inicialmente descargada, el voltaje (O-a) es el vector diferencia entre el voltaje no cargado y el producto de las veces de corrientes de carga por la reactancia sub-transitoria, Es decir,

$$0 - a = E_g - Ix_d''$$

El voltaje cae rápidamente más allá del punto (x) y a una proporción mucho más baja para el punto (b).

La razón puede describirse aproximadamente como sigue: Al momento de la aplicación de la carga, el flujo magnético en el entrehierro permanece substancialmente constante, y la caída inicial de voltaje es debida principalmente a la reactancia del devanado de la armadura. Sin embargo, las corrientes de la armadura prepararon, un efecto de desimanación para oponerse al flujo del campo. El flujo decreciente de campo genera voltajes y corrientes en la estructura del campo que se resiste o detiene al último cambio. Las corrientes inducidas en algunas partes de la estructura del campo, como las corrientes de eddy en la cara del polo, devanados reguladores, o remaches, mengüen rápidamente debido a la alta resistencia de las trayectorias, y permitan que parte del flujo cambie rápidamente. En las máquinas medianas, se requiere aproximadamente de 0.1 segundo para este cambio. La mayoría del cambio de voltaje entre los puntos (a) y (x) es debido a esta causa. La mayoría del flujo del campo es abrazada por el devanado de campo que es de muy baja resistencia y por consiguiente, constituye un apagador eficaz a

los cambios rápidos del voltaje. Por consiguiente, el cambio de voltaje desde (x) a (b), constituye un apagador eficaz a los cambios rápidos de voltaje. Por consiguiente, el cambio de voltaje de (x) a (b) es, lento comparativamente de 3 a 10 segundos que se requieren para el 90 por ciento del cambio que toma lugar en máquinas grandes.

El punto (x) no es calculable directamente usando exclusivamente las reactancias normales de la máquina. Sin embargo, el punto (c), puede calcularse de la misma manera que el punto (a), sólo que es usada la reactancia transitoria. Esto es:

$$0 - c = E_g - IX'_d$$

Igualmente, el punto (b) es calculado desde la reactancia síncrona que usa la relación:

$$0 - b = E_g - IX_d$$

La transición de (a) a (x) y de (x) a (b) puede calcularse usando las constantes de tiempo apropiadas de la máquina, desde el punto de vista del parpadeo de voltaje, los puntos de interés son los siguientes.

Para las aplicaciones simples de carga de más de 10 ciclos de duración (en un sistema de 60 ciclos), el punto de regulación de voltaje (c) de la figura 3.12, se calcula donde la reactancia transitoria es la cantidad determinante. La figura 3.8 muestra que hay una pequeña diferencia en percepción que dura de 5 a 15 ciclos de caída de voltaje. En máquinas medianas las caídas sub-transitorias es cerca de las dos terceras partes de la caída transitoria. Sin embargo, después de los primeros 5 ciclos aproximadamente, el voltaje cae al valor determinado por la reactancia transitoria. Una extensa caída de voltaje tiene lugar debida al decremento del campo alcanzando el punto (b) en la Fig.3.12. Normalmente, esta caída de la reactancia síncrona no es más de dos o tres veces la caída de la reactancia transitoria. Los reguladores automáticos de voltaje pueden limitar la caída a menos de 1 1/2 veces la caída transitoria. Refiriéndonos a la Fig.3.9 muestra que durante un tiempo requerido de transición del orden de (3 a 10 segundos), la caída adicional de voltaje, debido al decremento del campo no es perceptible.

Para las duraciones de carga menores de 5 ciclos, es común que la regulación calculada donde la reactancia sub-transitoria determina el parpadeo permisible. Mientras que la caída de voltaje al final de 5 ciclos es mayor que la inicialmente, la transición es gradual y es dudoso si el ojo puede discernir una diferencia tan pequeña

Para las duraciones de carga entre 5 y 10 ciclos, es probable que deba usarse un promedio entre las reactancias subtransitorias y transitorias, para calcular parpadeo de voltajes para la comparación con datos similares de percepción como aquellas dadas en las figuras 3.7 a 3.10.

La reactancia apropiada para ser usada para calcular el efecto de las variaciones cíclicas depende de la frecuencia de su ocurrencia. Se sugiere el rango siguiente para los generadores 5000 kva, y mayores.

Tabla 3.3 Rango para los generadores

Frecuencia de pulsación Ciclos por segundo	Reactancia
1-4	
5-12	
12-30	

En máquinas más pequeñas la constante de tiempo de campo puede ser tan corta que las frecuencias de la pulsación debajo de 2 ciclos por segundo puede requerir el uso de reactancias síncronas.

Raramente en la práctica, los sistemas de excitación son la causa de parpadeo del voltaje en la subestación central. En generadores más grandes, las constantes de tiempo del campo mayores de 3 segundos causan variación en el voltaje de la armadura para ser muy gradual no importa qué tan rápido puede cambiar la excitación. Ocasionalmente, los disparos de los reguladores de voltaje del generador causan amplias fluctuaciones de voltaje, pero éste no es un parpadeo verdadero. En pequeños generadores, reguladores vibrando continuamente causan un pequeño pulso del voltaje de armadura.

Puesto que normalmente la constante de campo del alternador es demasiado alta para permitir presentarse a las fluctuaciones de voltaje terminal del excitador del alternador, no es práctica la corrección del parpadeo por medio del mando de la excitación. En otras palabras, la cantidad de parpadeo del generador depende en sus inherentes reactancias características y no puede ser mejorada substancialmente por el mando de la excitación.

3.8.3 Cortos circuitos y sobrecargas de interruptores. Las corrientes de corto circuito, debido a su magnitud, producen grandes caídas de voltaje, acompañadas del parpadeo. La reducción en la cantidad de caída de voltaje no es factible sin mayores cambios en los esquemas del sistema y los gastos grandes. Sin embargo, la duración de la caída de voltaje puede, en varios casos ser marcadamente reducida por el uso de relevadores de alta velocidad e interruptores. El parpadeo debido a los cortocircuitos ocurren tan raramente que no es necesaria ninguna consideración especial para este propósito. La tendencia está hacia una reducción gradual en el parpadeo, cuando se hacen mejoras al sistema para otros propósitos como la protección de líneas contra el rayo, la instalación de relevadores de alta velocidad e interruptores, etc. Estos comentarios se aplican a los sistemas en redes conectadas en líneas radiales, los cortocircuitos producen salidas a problemas distintivamente diferentes.

Raramente los interruptores de línea producen parpadeos a menos que la carga aumente o caiga, o se cambien líneas con grandes corrientes de carga. Aquí de nuevo, las provisiones especiales para reducir el parpadeo son raramente necesarias.

3.9 El Equipo de utilización

La mayoría del parpadeo en sistemas de las subestación centrales son debidos al equipo de utilización del cliente. A continuación se muestran algunos de los tipos más comunes de equipo conocidos que causan el parpadeo.

3.9.1 Arranque de motores.- Probablemente la mayoría de los problemas del parpadeo es causado por el arranque de motores. Por razones de costo, eficiencia y confiabilidad, propósitos comerciales generales requieren varios tiempos a una corriente de arranque momentánea para su corriente a plena carga de modo de producir suficiente par de arranque.

Tres clases generales de instalaciones de motores son de importancia en el problema del parpadeo.

(1) Los motores monofásicos fraccionarios de caballos de fuerza normalmente usados en casas y en las tiendas pequeñas.

(2) Los motores polifásicos integrales de caballos de potencia operados desde los circuitos secundarios de distribución, como en tiendas pequeñas, tiendas grandes y edificios, y recientemente en un número pequeño de casas para el aire acondicionado.

(3) Los grandes motores trifásicos integrales de caballos de potencia operados desde las líneas primarias, principalmente por necesidades industriales.

(1) Los motores monofásicos fraccionarios de caballos de potencia son manufacturados en grandes cantidades, y para mantener esta magnitud de uso, ellos deben continuar siendo de bajo costo, rígido y confiable. Estos requisitos han llevado a varias clases motores que dependen en el servicio, con una clase específicamente diseñada para el arranque frecuente con baja corriente de arranque. Estos motores son usados en grandes cantidades en refrigeradores domésticos y quemadores de aceite, y en potencias del 1/4 de caballo 110 voltios con arranque a rotor bloqueado con corrientes de arranque de 20 amperios o menos. No es excesivamente caro diseñar un sistema de distribución para proporcionar 20 amperios a 110 voltios sin el parpadeo inaceptable de las lámparas. Cuando son usados sistemas monofásicos de 110/220voltios, son permisibles corrientes de arranque de 40 amperes en la conexión de 220 voltios que permiten usar motores más grandes.

(2) Los Motores de caballos de potencia integrales en circuitos secundarios son fuentes potenciales de parpadeo. En la mayoría de los casos, se usan tales motores en áreas de alta concentración de carga y los circuitos de potencia son correspondientemente grandes. Esto normalmente permite a los motores trifásicos jaula de ardilla ordinarios ser arrancados directamente a través de las líneas. Sin embargo, en algunos casos, el tamaño de un motor está fuera de proporción con su línea de suministro. La solución práctica es usar un arrancador de salida que limite la corriente inicial de magnetización y después de esto cambiar la corriente en incrementos suficientemente pequeños para prevenir el parpadeo inaceptable de las lámparas.

(3) Abasteciendo motores grandes desde las líneas primarias de potencia normalmente no es molesto porque tales motores normalmente se localizan en un "distrito industrial" donde las líneas de suministro son inherentemente pesadas y donde son permisibles límites más amplios de caída de voltaje (Vea Tabla 3.1). No obstante particularmente hay varios casos en comunidades rurales donde los consumos del motor son demasiado altos para los medios de potencia. Un arrancador de salida de motor conveniente puede corregir tales casos, aunque en algunas instalaciones pueden requerirse otras medidas.

Las corrientes de arranque para los motores de inducción y los motores síncronos a voltaje pleno varían de 5 a 10 veces la plena carga y dependen en el tamaño, número de polos, y otros requisitos de la aplicación, como arranque requerido, empuje, par de tracción. El factor de potencia bajo las condiciones de rotor bloqueado varían entre 25 y 50 por ciento. Para los cálculos aproximados, puede usarse una corriente de arranque de 6 veces el valor nominal a 35 por ciento del factor de potencia. Amplias variaciones de esto deben esperarse, y siempre deben usarse datos específicos cuando asequible.

3.9.2 Mando de motores y cargas reciprocantes Este tipo de carga normalmente consiste en compresores de aire, bombas y refrigeradores. La carga del motor varía cíclicamente con cada golpe de potencia y produce una variación correspondiente en la corriente de línea. Así, las variaciones de voltaje comparativamente pequeñas pueden ser inaceptables si la pulsación ocurre entre 6 a 12 veces por segundo. (Vea Fig.2.1). La dificultad de esta fuente ha sido causada en el pasado por refrigeradores domésticos, pero en diseños modernos tanto la frecuencia de pulsación y la cantidad de fluctuación se han mejorado, para que las quejas por esta causa ahora sean raras.

Los motores potentes, o grupos de motores, con arranques y paros frecuentes, o con carga variable, (como los de los trenes de laminación), así como las maquinas con par resistente alterno (compresores), pueden producir parpadeo

Un oscilograma que muestra el voltaje de la corriente de armadura, corriente y potencia trifásica de un compresor de aire manejado por un motor de inducción de rotor devanado de 100 caballos de fuerza. Hay varios puntos de interés en este oscilograma. Primero, aunque escasamente puede detectarse la variación de voltaje en el oscilograma, realmente fue muy inaceptable para clientes de alumbrado. Esto muestra que los oscilografos usado en la manera convencional no siempre es lo conveniente para las medidas del parpadeo de voltaje. Segundo, la potencia trifásica y las fluctuaciones de corriente ocurren simultáneamente y la cresta es aproximadamente 2 1/2 veces el

mínimo. Esto es interesante porque muestra que el deslizamiento de los motores de tipo de inducción no puede impedir presentarse a las fluctuaciones de carga en las líneas de suministro, a menos que la inercia de la carga sea alta o la tasa de pulsación de potencia sea alta

La publicación de la "Norma Americana de Maquinaria Eléctrica Rodante" C 50-1943 del Comité de las Normas Americanas establece que la cantidad de pulsaciones para los motores síncronos. Que dice;

"Corriente pulsante de armadura: Cuando el manejo de carga como el de tipo de bombas reciprocantes, compresores, etc., requieren de un par variable durante cada revolución, la instalación combinada tendrá inercia suficiente en sus partes rodantes para limitar las variaciones de las corrientes de la armadura a un valor que no exceda el 66 por ciento de la corriente de plena carga

"Nota 1.-Las bases para determinar esta variación deberá ser medida con el oscilógrafo y no por lecturas del amperímetro. Se trazará una línea en el oscilograma a través de las crestas consecutivas de la curva de corriente. Esta línea es la envolvente de la curva de corriente. La variación es la diferencia entre las ordenadas máxima y mínima de la envolvente. Esta variación no excederá el 66 por ciento del valor máximo de la corriente de plena carga del motor. (El valor de la corriente máxima de la armadura del motor deberá ser supuesta como 1.41 veces la corriente de plena carga) Adoptada de la Norma 6-13-1923."

La cita anterior mantiene una base para la regularización y da un criterio para un diseño improbable de causar parpadeo. Sin embargo, hay todavía posibilidades que esta cantidad de pulsación pueda a veces resultar en parpadeo, particularmente si la proporción está entre 6 y 12 ciclos por segundo, y la impedancia de la línea de suministro es alta.

Un análisis muestra esto con un motor de inducción donde tanto la corriente y el factor de potencia pulsan cuando la carga del motor varía, el factor de potencia siendo más alto cuando la carga es más alta como se muestra en la siguiente tabulación. Normalmente, la constante de tiempo de armadura es alta comparada con la proporción de fluctuación de carga, y la actuación en estado permanente del motor de inducción de tamaño moderado como determinado por la prueba o el diagrama del círculo que pueden ser usados en

cálculos de parpadeo debido a la variación cíclica de carga de factor de potencia con carga, pero deben usarse datos específicos donde sea asequible.

Tabla 3.4 Características de un motor de inducción cuando varía la carga

Porcentaje de carga,	Porcentaje de factor de potencia
25	72
50	78
75	85
100	87
125	90

La variación del factor de potencia de un motor síncrono durante las fluctuaciones cíclicas de carga es un fenómeno más complicado. El factor de potencia promedio es, por supuesto, grandemente influenciado por el voltaje del suministro y por el campo de excitación. Las variaciones de este factor de potencia promedio debido a fluctuación de carga es dependiente principalmente de la tasa de fluctuaciones como comparadas con la constante de tiempo del campo. Por ejemplo, si la constante de tiempo de campo es 1 segundo, y la carga fluctúa cada 2 segundos la reactancia síncrona de la máquina determina la magnitud del cambio en factor de potencia. Sin embargo, si las fluctuaciones de potencia son, digamos 8 ciclos por segundo, la reactancia transitoria determina grandemente el cambio en factor de potencia porque los balances de carga son demasiado rápidos para desmagnetizar el campo.

Subsecuentemente en problemas del parpadeo, el *cambio* en carga es de gran preocupación como la *magnitud* de la carga, el factor de potencia promedio no es de ningún interés particular. El procedimiento preferible, si los datos de motor completos están disponibles, es calcular los cambios en el bus de suministro de voltaje al motor debido a los cambios en la carga del motor. El método se ilustra en el diagrama vectorial de la figura 3.14. El diagrama vectorial (a) muestra las relaciones del vector para un motor síncrono que opera a plena carga y a 80 por ciento de factor de potencia adelantado. E_s, E_{bus} y E_m son respectivamente el voltaje del sistema, voltaje del bus de suministro al motor y el voltaje interno del motor. IR_s y IX_s son las caídas de voltaje a través de la impedancia del Sistema. IX_m es la caída a través del motor donde X_m debe ser el la reactancia síncrona transitoria o subtransitoria que dependen de la tasa de fluctuación de la carga comparada con la constante de tiempo de la máquina. Usando el diagrama (a)

como el punto de arranque donde el ángulo θ_1 del factor de potencia del motor es conocido junto con la carga promedio, E_{BUS} y todas las reactancias, el cambio en voltaje del bus pueden obtenerse como se muestra en el diagrama vectorial (b). Para todos los cambios súbitos de carga el voltaje del sistema, E_S , y el voltaje interno del motor, E_m , permanecen substancialmente constantes. Para determinar la depresión súbita de voltaje en el bus es necesario calcular una curva de voltaje del bus contra la carga del motor o el cambio de carga del motor. Esto requiere para cada punto de la curva que sea supuesta una magnitud de corriente y que el voltaje caiga, a través del sistema y el motor determinado. Esto localizará el voltaje interno E_m con respecto al voltaje del sistema E_S . (En los diagramas (a) y (b) de la figura 3.14 E_m y también E_S tienen la misma magnitud).

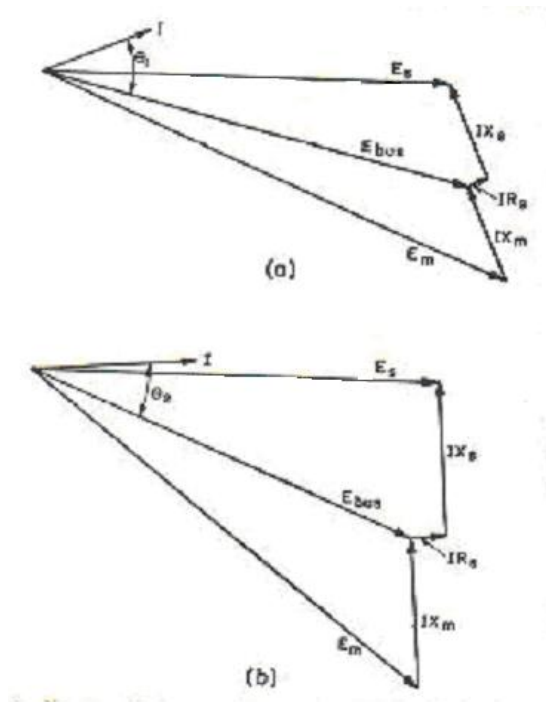


Fig. 3.13.-Diagramas vectoriales que ilustran el método para obtener la magnitud y posición de la corriente de fase del motor síncrono y la magnitud de voltaje del bus con cambio de carga.

X_s es la reactancia del sistema y X_m es la reactancia del motor.

La posición de las caídas de voltaje determinarán la posición del vector de corriente entonces así como el vector de voltaje del bus E_{BUS} , Usando la corriente, el voltaje (E_{BUS})

y el ángulo entre ellos puede encontrarse la potencia. Con la curva de voltaje del bus contra el cambio de carga del motor puede obtenerse el voltaje para cualquier cambio de carga del motor deseado.

La variación de kva reactivos con potencia real se muestran en la figura.3.15 para un motor síncrono típico. Estos datos son para un factor de potencia de 80 por ciento a plena carga, pero para propósitos ordinarios las variaciones en factor reactivo pueden sobreponerse en el factor reactivo inicial. La curva A es para una tasa rápida de fluctuación que inicia de plena carga y 80 por ciento de factor de potencia. Las curvas B son para una tasa lenta comparada con la constante de tiempo del campo con voltaje terminal fijo.

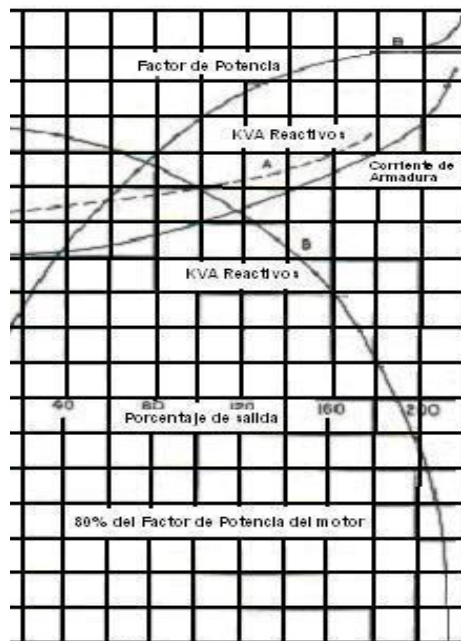


Fig.3.15-Características de un típico motor síncrono a tasa normal de voltaje.

La curva A es para los cambios rápidos de la carga desde el valor inicial la curva B son para los cambios lentos.

3.9.3 Mando de motor para cargas intermitentes En esta categoría caen los controles del motor donde la naturaleza del trabajo requiere de pesadas sobrecargas, y de cargas cíclicas de periodos largos e irregulares, son ejemplos típicos de aplicaciones: los

aserraderos y los cortadores de carbones donde las cargas son excesivamente pesadas, a veces los puntos de exhibición, son comunes y difíciles de prevenir. Las corrientes de motor en tales instalaciones varían rápidamente de carga ligera hasta jalar una corriente pesada y alto factor de potencia, a las altas corrientes de rotor bloqueado a bajo factor de potencia. Las prensas de ponche y las cortadoras grandes son ejemplos de aplicaciones donde la carga pasa a través de amplias variaciones, pero donde los volantes y otros rasgos de diseño limitan tanto a la tasa de aplicación como a la magnitud de los balances de carga.

Los motores usados para manejar cargas intermitentes son diseñados comúnmente con características especiales. Si posible, la fluctuación de corriente y el factor de potencia deben ser obtenidos por prueba o desde el fabricante. En la ausencia de tales datos específicos, Puede usarse la curva B de la figura 3.14 para el ciclado lento de las cargas intermitentes, y la curva de la Fig. 3.15 debe ser usada para las aplicaciones donde se jale y ocurra la exhibición.

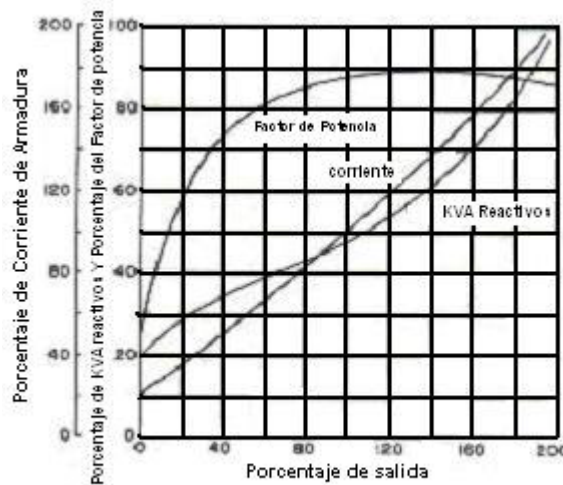


Fig. 3.15.-Características de un típico motor de inducción.

3.10 Hornos eléctricos El horno de arco es el principal generador de parpadeo. Su funcionamiento normal provoca unas fluctuaciones de tensión, que se sienten tanto más cuanto más elevada es la potencia de los hornos, en particular en relación con la potencia de corto circuito de la red: habitualmente su valor es del orden de decenas de MVA.

-Hay tres tipos generales de hornos – de resistencia, de inducción y de arco. El horno de resistencia normalmente no causa más parpadeo que cualquier otra carga de resistencias de tamaño comparable. La mayoría de los arcos de inducción operan en alta frecuencia, y por lo tanto, se conectan a la línea de potencia a través de un cambiador de frecuencia y por consiguiente representa una carga bastante firme.

Los hornos trifásicos de arco del tipo Heroult fundiendo acero, están siendo usados a una magnitud considerable para hacer aleaciones de acero de alta calidad, y frecuentemente son la causa de parpadeo de voltaje.

Mientras el factor de carga promedio y el factor de potencia de los hornos eléctricos son bueno o mejor que muchos otros dispositivos industriales, el problema del suministro de potencia a ellos normalmente es mucho más difícil. Durante el periodo bajo de fusión, los pedazos de trozo de acero requieren a veces ser puenteados completamente los electrodos aproximándose a un corto circuito en el lado secundario del transformador del horno. Por consiguiente, el periodo baja de la fusión es caracterizada por violentas fluctuaciones de corriente a bajos factores de potencia, monofásicos. Cuando se alcanza el periodo del refinamiento, el acero se ha fundido abajo en un contenedor y pueden mantenerse uniforme longitudes de arco por los reguladores automáticos del electrodo, para que puedan sostenerse arcos estables en todos los tres electrodos. Por consiguiente, el periodo de refinamiento, es caracterizado por una carga trifásica permanente de alto factor de potencia.

El tamaño de las fluctuaciones de carga durante el periodo bajo de la fusión está influenciado por diversos factores de los que la tasa de fusión es quizás la más importante. Los transformadores del suministro del horno tienen derivaciones en los devanados para el mando del voltaje y en los tamaños más pequeños (aproximadamente 6000 kva y debajo de) tiene construidos reactores separados para limitar la corriente y estabilizar el arco. La tasa de fusión está sujeta al mando extenso por medio de los reguladores del electrodo. Algunas veces la producción de los hornos ha permanecido elevado por encima del voltaje del arco reduciendo la reactancia serie, arriba de las posiciones del regulador o por una combinación de algunos de estos procedimientos. Forzando de esta manera al horno a aumentar tanto la magnitud como la violencia de los balances de la carga. El tipo de trozo para fundirse afecta también la magnitud de la carga trozos pesados causan mas amplias fluctuaciones que los trozos ligeros.

Un oscilograma representa una corta parte de un periodo de fusión baja de un horno de 10 000 kva. las variaciones actuales ocurren a una periodicidad que aproxima la proporción del parpadeo más inaceptable.

Las curvas calculadas en la Fig. 3.16 muestra las características eléctricas de un horno trifásico de arco de 10 000kva, Estas curvas se prepararon en el supuesto que la máxima corriente permisible debería ser aproximadamente dos veces la normal a 50 por ciento de factor de potencia. La impedancia efectiva del arco (basado en 11500 voltios en el primario) está trazada, como abscisa. Por conveniencia, de cero ohms, como el trazo representa la mínima resistencia de arco determinada por la llamada condición de corto circuito. Actualmente en este punto realmente, hay una apreciable caída de voltaje en los electrodos y considerable energía del arco; las curvas sólo se trazan de esta manera para mostrar el rango del funcionamiento. Es de interés que el punto de máxima potencia no es el de los kvas máximos. El rango usual de baja fusión probablemente está entre los puntos que corresponden a 0 y 10 ohms, los arcos fluctúan durante este periodo para que el efecto calorífico sea alguna clase promedio entre estos límites. El rango de refinamiento es probablemente arriba de 10 ohms.

Es difícil de obtener figuras definidas en los valores de balances instantáneos en corriente y factor de potencia para el uso en determinaciones del parpadeo, porque un oscilografo debe ser usado y los máximos balanceos no siempre pueden lograrse. En pequeños hornos, la corriente puede alcanzar un máximo de $3\frac{1}{2}$ veces que a plena carga, pero el proceso de alcanzar este valor normalmente es a través de una serie de pequeños incrementos, como fue notado previamente la molestia de los clientes de alumbrado es una cuestión grande de la tasa de cambio en lugar del cambio total.

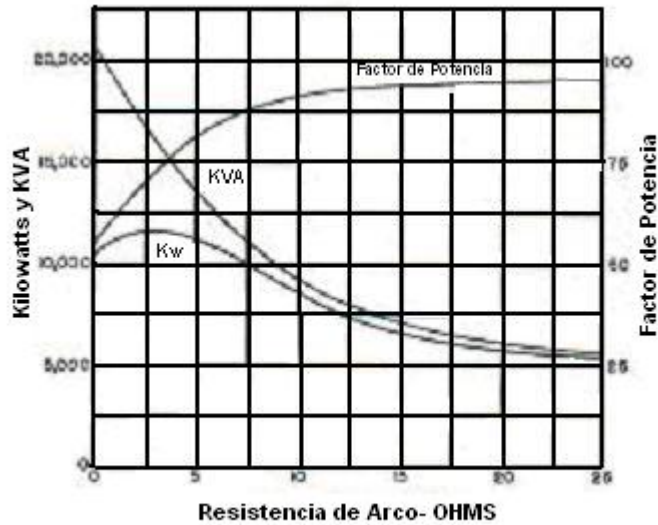


Fig. 3.16 Características eléctricas de un horno de arco trifásico de 10 000 kva

Los kvas balanceados dados en la Figura 3.17 son balances equivalentes. Estos valores darán el mismo parpadeo aproximadamente como los balances monofásicos dados en las referencias 3.16 y 3.17. Los valores de la curva no son los balances máximo posibles para un tamaño dado del horno pero son buenos valores para usarse en la estimación del parpadeo. La frecuencia de ocurrencia de estos balances corresponde a la clasificación de Extremadamente Frecuente como están dados en la Tabla 3.3. los balances de carga pueden ocurrir más rápidamente, pero sus magnitudes son menores que aquellos de la Fig. 3.17. Estas curvas pueden usarse junto con el método sugerido, para estimar la cantidad de parpadeo. La información mostrada en Fig.3.17, junto con el sistema conveniente. las constantes deben dar una aproximación justa del voltaje del parpadeo ser esperado

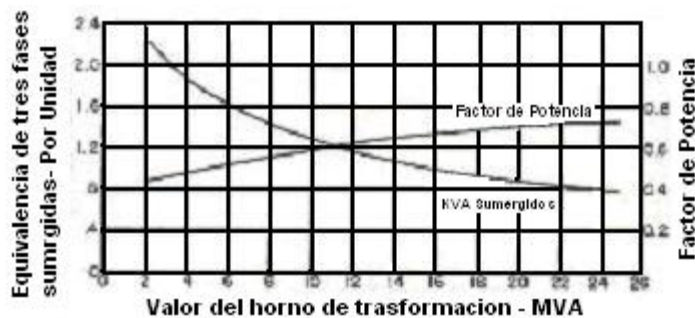


Fig. 3.17 Balances equivalentes en kva en un horno de arco eléctrico.

3.11 Los equipos de soldadura

3.11.1 Soldadoras Eléctricas. Esta es una clase de equipo de gran importancia en el parpadeo de sistema de potencia. Los soldadores de arco de potencia relativamente débiles no son muy molestos (salvo utilización intensiva en casa de un cliente en baja tensión). Por contra los ciclos repetitivos de soldadoras por resistencia, a frecuencias comprendidas entre 0,1 y 1 hz., están en el origen de perturbaciones en forma de oscilaciones bruscas de tensión. La mayoría de los soldadores tienen un muy pequeño tiempo "en" y otro tiempo "fuera", y por consiguiente, la energía total consumida es pequeña comparada con la demanda instantánea. Afortunadamente, la mayoría de los soldadores se localizan en fábricas, donde otros procesos requieren una gran cantidad de potencia, y donde los medios de suministro son suficientemente pesados, para que ningún problema de parpadeo sea experimentado. En casos aislados, pero no menos importantes, las soldadoras pueden ser la mayor carga en el área, y pueden imponerse serios parpadeos en los sistemas de distribución adecuados para las cargas ordinarias.

Los tipos más comunes de soldadoras eléctricas son:

- (1) soldadoras de llamarada
- (2) soldadoras de presión extrema
- (3) soldadoras de proyección
- (4) soldadoras de resistencia
 - (a) de Mancha
 - (b) de Costura

En las soldadoras el voltaje de la fuente, normalmente es de 230, 460 o 2300 voltios en pasos hacia abajo a unos voltios para enviar alta corriente a través de las partes a ser soldadas. Prácticamente todas las soldadoras en servicio son monofásicas, aunque las soldadoras trifásicas experimentales muestran promesa.

Con soldadoras de llamarada, una pieza es soldada rígidamente, y la otra es soldada en casi contacto con ella, con voltaje aplicado. Un arco es formado calentando el metal a la incandescencia, y la pieza móvil es hecha enseguida para mantener el arco. La calefacción del metal está en parte por el pasaje de corriente y en parte quemando con el

es. Después de que una temperatura suficiente se ha obtenido y la penetración de calor ha sido obtenida, las piezas son forzadas juntas bajo gran presión. En algunos casos, la potencia está apagada después de este "disgusto"; en otros, la potencia queda adelante. La corriente, dibujada durante el periodo de destello, es irregular debido a la inestabilidad del arco, para que el efecto del parpadeo sea molesto más que si la corriente fuera firme en su máximo valor. El factor de potencia promedio durante el encendido puede ser tan alto como el 60 por ciento. Un disgusto, es aproximadamente de 40 por ciento. El destello puede durar de 20 a 30 segundos, pero lo más común son 10 segundos. La duración de potencia durante el disgusto es corto normalmente; del orden de medio segundo. Este tipo de soldadora puede atraer a 1000 kva durante el encendido y cerca de dos veces esta carga en el disgusto.

Las soldadoras de presión extrema son similares a las soldadoras tipo flama, salvo la diferencia importante que las partes a soldarse permanecen continuamente en contacto por una presión siguiente. El calentamiento es producido principalmente a través de una resistencia de contacto. Desde un punto de vista del suministro de potencia para las soldadoras de presión extrema es más deseable que la soldadora de flama porque las corrientes de soldadura una vez aplicadas, son prácticamente permanentes y el único parpadeo producido está en el tiempo que la potencia es aplicada y removida. El rango de corrientes y factores de potencia son cercanos al de las soldadoras de flama.

Las soldadoras de proyección son similares a las soldadoras de presión extrema sólo que la última normalmente une piezas alrededor de igual tamaño, y las soldadoras de proyección normalmente unen piezas pequeñas a otras grandes. La demanda de corriente normalmente es más pequeña, pero es probable que las operaciones sean más frecuentes.

En soldadoras de resistencia la corriente se aplica a través de los electrodos a las partes a ser soldadas, normalmente hojas delgadas de acero o aluminio. La soldadura se cronometra para unir el metal con precisión sólo a la temperatura deseada. Las piezas se funden juntas en una pequeña mancha. En las soldadoras de mancha, una o pocas manchas completan la soldadura. En una soldadora de costura, o la larga sucesión de manchas produce el equivalente de una sola soldadura continua o costura. Las soldadoras de resistencia son caracterizadas por grandes corrientes de corta duración. En soldadores de mancha, la corriente puede aplicarse durante sólo unos ciclos (en una base

de 60ciclos), con soldaduras una a otra en una fracción de un segundo a aproximadamente un minuto. Así, desde el punto de vista del parpadeo hay una sucesión individual de depresiones de voltaje, ocurriendo a intervalos de frecuencia inaceptables. Las soldadoras de costura tienen una duración dentro "on" de unos cuantos ciclos seguidos por una duración "fuera de" también de sólo unos cuantos ciclos. El proceso es continuo mientras una pieza dada está en la máquina, y donde la periodicidad de las soldaduras es uniforme, el parpadeo incluso puede estar molestando por las depresiones de voltaje relativamente pequeñas. La esencia de las buenas soldadoras de mancha y de costura es el mando exacto del calor, consecuentemente la magnitud y duración exacta de corriente son necesarias. Se han usado tubos al vacío en una gran magnitud para las funciones de mando de la soldadora porque no hay ningún desgaste en las partes, y porque precisa la regulación consistente del calor posible. Las soldadoras de resistencia que demandan energía grandemente de todas las tres fases minimizan el parpadeo. Se usan dispositivos electrónicos para convertir fuentes trifásicas de 60 ciclos, a una salida monofásica de más baja frecuencia, digamos a 10 ciclos por segundo. En pequeñas soldadoras, pueden usarse a menudo la energía almacenada de condensadores o inductores para minimizar la demanda de la cresta de la fuente

- **La medición del parpadeo en Soldadura por resistencia**

Las características de las variaciones bruscas de tensión producidas por estas máquinas pueden calcularse a partir de medidas o de registros perturbográficos. Las parejas de datos amplitud-frecuencia así obtenidas hay que compararlas con la curva de referencia aprobada por la CEI (figura 7) o tratarlas con el método analítico expuesto anteriormente.

El nivel de perturbación que se considera como aceptable está fijado en:

$$\Delta V \leq 5\% \text{ para una frecuencia}$$

$$r \leq 8,7 \text{ golpes/hora (es decir } r \leq 0,15/\text{mn}).$$

Las caídas de tensión aproximadas pueden calcularse con la ayuda de las siguientes fórmulas [12].

- máquinas trifásicas:

$$\Delta V/V_n = (S_{\text{máx}}/V^2) \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen } \varphi)$$

- máquinas bifásicas:

$$\Delta V/V_n = (S_{\text{máx}}/V^2) \cdot [R \cdot \cos(\varphi \pm 30^\circ) + X \cdot \text{sen}(\varphi \pm 30^\circ)]$$

- máquinas monofásicas:

$$\Delta V/V_n = (3 \cdot S_{\text{máx}}/V^2) \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen} \varphi)$$

con:

ΔV = caída de tensión en el punto de conexión PCC,

V_n = tensión nominal,

$S_{\text{máx}}$ = potencia máxima de soldadura,

$R + jX$ = impedancia de la red en el punto de conexión,

$\cos \varphi$ = factor de potencia del equipo de soldadura.

3.11.2 Las soldadoras por arco

Los impactos de estos equipos, cuyo funcionamiento es intermitente, tienen una frecuencia en general inferior a 3 Hz. Así, para no temer un efecto de parpadeo, la amplitud de estos golpes no debe sobrepasar 0,6% de U_n sobre la red común a los equipos de soldadura y a los de iluminación.

3.12 Los equipos misceláneos Bajo esta categoría vienen equipos especiales como palas eléctricas, pesados molinos rodantes, y las instalaciones similares. La mayoría de éstos debe ser considerado individualmente acerca de los rasgos especiales y suministro de potencia.

Las palas mineras frecuentemente causan severas depresiones de voltaje en sistemas de potencia, principalmente debido a su gran tamaño y la amplia variación de sus cargas. La tasa rápida de aplicación de carga es normalmente perjudicial al sistema de potencia principalmente creando una amplia banda de fluctuación de voltaje, de manera que el parpadeo es encontrado comúnmente. El sitio de operación minera está a menudo en los lugares fuera de los caminos donde los requisitos de potencia para los propósitos generales son pequeños y de, aquí que los suministros de potencia normales son de baja capacidad, y muy susceptible de fluctuar debido a los cambios de carga.

Los grandes molinos rodantes continuos ahora usados extensivamente produciendo anchas tiras de metal han impuesto un nuevo problema en la industria de potencia. Como

la pala eléctrica, estas cargas no hacen que se produzca necesariamente parpadeos en el sentido acostumbrado de la palabra. El suministro de potencia normalmente es ha través de grupos motor-generator sin efecto del volante agregado. La carga, inicia y sale en pasos como el metal entra o deja los rollos. Los incrementos individuales no son abruptos por sí mismos, una fracción de un segundo o arriba de un segundo es requerido para que el metal entre completamente en un rollo.

La potencia dibujada por un gran molino continuo puede construirse arriba de 30 000 kw en un periodo de 8 segundos, permaneciendo casi constante durante un minuto, y entonces cae casi a cero para volver a otro periodo de 8 segundos. Puede haber entonces un periodo de un minuto fuera seguido por una repetición del ciclo de carga. La fuente de potencia es normalmente amplia para que ningún parpadeo sea perceptible al ojo, pero no obstante hay una tendencia de arriba abajo para el "tejido" de voltaje. Esto es indeseable porque ensancha la banda de regulación de voltaje y puede causar excesivas operaciones de los reguladores de voltaje del alimentador. El mando automático de la excitación al grupo motor-generator que se pone para conformar a las variaciones de carga es eficaz minimizando éstos los balances de voltaje.

Una carga pesada de este tipo de reciclado puede producir amplias variaciones de frecuencia en un sistema aislado de suministro de potencia y los amplios balances de carga en un sistema interconectado causan perturbaciones de frecuencia que viajan como ondas entre la compañía de potencia local a la que la siderúrgica se conecta y un estanque de potencia más grande.



Fig. 3.19 (a) la carga de molino de tira Caliente. (b) el Efecto en la frecuencia de sistema interconectado grande.

3.13 La localización del parpadeo de voltajes.

Los equipos de carga pueden crear condiciones de parpadeo en uno o más de los lugares siguientes:

- (1) la distribución secundaria
- (2) las líneas primarias
- (3) las barras de la subestación
- (4) las estaciones generadoras

Puede esperarse que cualquier parpadeo en voltaje del bus de la subestación generadora se presente en prácticamente todos puntos servido por esa subestación. Igualmente si un bus de la subestación fluctúa, todas las cargas radiales de esa subestación son afectadas. El parpadeo de la línea primaria afecta a todos los clientes remotos de la fuente de parpadeo, y en menor grado, algunos de esos más cercano la fuente de suministro. El parpadeo del circuito secundario normalmente se confina a una área inmediatamente adyacente a la fuente de las perturbaciones.

Los lugares del parpadeo de voltaje, o la magnitud del área afligida, tiene una influencia considerable en posibles remedios. Si las barras de la subestación generadora son afectados, hay normalmente medios prácticos comercialmente de remediar la situación en el sistema de potencia, y la corrección normalmente debe hacerse en el punto de utilización. Si una subestación es afectada, pero las estaciones de la generación no están, entonces pueden emplearse muchas líneas de enlace o líneas de transmisión a más alto voltaje, o una línea de arranque separada de la estación generadora al área afectada. A veces el propio equipo de utilización puede ser corregido, Si una línea primaria es afectada, pueden hacerse mejoras en el sistema de potencia o en el equipo de utilización. Si el sistema de distribución solo es la afectada la corrección puede hacerse en el sistema o en los dispositivos de utilización. Si el dispositivo de utilización es un equipo normal, es mejor corregir normalmente el sistema desde la distribución, y así mejorar bien otras cargas. Si el dispositivo de utilización es especial, probablemente es más eficaz corregir el dispositivo.

CAPITULO 4.

RESULTADO DE APLICACIONES PRÁCTICAS.

4.1 La influencia del parpadeo en los diseños de los sistemas de potencia.

4.1.1 Un estudio del parpadeo en la alimentación de un equipo de soldadura.

■ La red.

En este estudio se lleva a cabo para un equipo de soldadura (soldadura por puntos) alimentado a partir de un cuadro de BT situado en el punto B de la red descrita en la figura 4.1

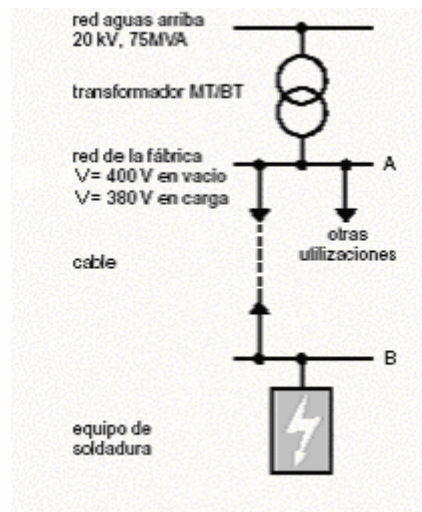


Figura 4.1 Red de alimentación de un equipo de soldadura.

■ El plan de estudio.

La primera etapa consiste en calcular las distintas impedancias que afectan a las amplitudes de las bajadas de tensión.

La segunda es el cálculo de las caídas de tensión y del número de soldaduras por minuto mas allá del cual el parpadeo se convierte en molesto. En este nivel del estudio es posible precisar la elección del equipo de soldadura: ¿tiene que ser alimentada en monofásico o en trifásico?, ¿Dónde conectar la red de iluminación sabiendo que el equipo de soldadura debe poder efectuar hasta tres soldaduras por minuto?

Se estudian tres configuraciones:

1. La configuración prevista originalmente,
2. La misma configuración pero con una potencia de soldadura reducida a 100 KVA,
3. La configuración de partida con potencia del transformador aumentada a 1000 KVA con una V_{cc} que pasara' al 6% y unas perdidas en el cobre P_{Cu} del 1.3%

4.1.2 El calculo de las impedancias.

Estos cálculos se hacen según las ecuaciones siguientes:

$$R_n = 0.1 X_n$$

$$X_t = \frac{Vn_2^2}{S_t} \cdot \frac{V_{CC}}{100}$$

$$R_t = \frac{Vn_2^2}{S_t} \cdot \frac{P_{Cu}}{100}$$

$$R_C = 75 \text{ m}\Omega/\text{Km}$$

$$L_C = 0.1 \text{ }\Omega/\text{m}$$

Los resultados se han recogido en la tabla de la figura 20.

Tabla 4.1 Hipótesis y resultados de los cálculos de impedancia

configuración		nº1	nº2	nº3
hipótesis				
red pública	V_n	20 kV	20 kV	20 kV
	S_{cc}	$S_{cc} = 75 \text{ MVA}$	$S_{cc} = 75 \text{ MVA}$	$S_{cc} = 75 \text{ MVA}$
transformador	P	630 kVA	630 kVA	1000 kVA
	V_{sc}	4%	4%	6%
	P_{Cu}	1%	1%	1,3%
cable	l	40 m	40 m	40 m
	S	240 mm ² , Cu	240 mm ² , Cu	240 mm ² , Cu
equipo de soldadura	p	150 kVA	100 kVA	150 kVA
	cos φ	cos $\varphi = 0,6$	cos $\varphi = 0,6$	cos $\varphi = 0,6$
impedancias				
red pública	R_n	0,2 m Ω	0,2 m Ω	0,2 m Ω
	X_n	2,1 m Ω	2,1 m Ω	2,1 m Ω
transformador	R_t	2,5 m Ω	2,5 m Ω	2,1 m Ω
	X_t	10,2 m Ω	10,2 m Ω	9,6 m Ω
cable	R_c	3 m Ω	3 m Ω	3 m Ω
	X	4 m Ω	4 m Ω	4 m Ω
en el punto A	R	2,7 m Ω	2,7 m Ω	2,3 m Ω
	X	12,29 m Ω	12,29 m Ω	11,7 m Ω
en el punto B	R	5,71 m Ω	5,71 m Ω	5,3 m Ω
	X	16,29 m Ω	16,29 m Ω	15,7 m Ω
potencia de soldadura				
	P	90	60	90
	Q	120	80	120

4.1.3 El cálculo de las caídas de tensión.

Estas caídas se han calculado para los dos modos de alimentación posibles para el equipo de soldadura: bifásico o trifásico.

Estos cálculos se hacen según las ecuaciones siguientes:

- Para una maquina alimentada en trifásico:

$$\frac{\Delta V}{V_n} = 100 \frac{R..P. + X.Q.}{V_n^2}$$

- Para una maquina alimentada en bifásico:

$$\frac{\Delta V_1}{V_n} (\%) = 100 \frac{\sqrt{3}}{2V_n^2} [R.Q - X.P + \sqrt{3}(R.P. + X.Q)]$$

$$\frac{\Delta V_2}{V_n} (\%) = 100 \frac{\sqrt{3}}{2V_n^2} [X.P - R.Q + \sqrt{3}(R.P + X.Q)]$$

$$\frac{\Delta V_3}{V_n} (\%) = 0$$

Los resultados se presentan en la tabla de la tabla 4.2 completados con las cadencias de soldadura determinadas a partir del diagrama de la figura 4.1.

Nota: Una soldadura provoca dos variaciones de tensión.

Tabla. 21 Caídas de tensión y de cadencias de soldaduras previsibles.

		equipo bifásico			equipo trifásico
		fase 1	fase 2	fase 3	
configuración nº 1					
punto A	dV	1,32%	2,25%	0,00%	1,19%
	Nbsoldaduras/min.	6	1		8
punto B	dV	2,10%	3,03%	0,00%	1,71%
	Nbsoldaduras/min.	1	< 1		2
configuración nº 2					
punto A	dV	0,88%	1,50%	0,00%	0,79%
	Nbsoldaduras/min.	20	3,5		30
punto B	dV	1,40%	2,02%	0,00%	1,14%
	Nbsoldaduras/min.	4	1,5		10
configuración nº 3					
punto A	dV	1,20%	2,14%	0,00%	1,12%
	Nbsoldaduras/min.	7	1		10
punto B	dV	1,98%	2,92%	0,00%	1,63%
	Nbsoldaduras/min.	1,5	< 1		3

4.1.4 Los resultados en sistemas bifásicos de distribución.

El equipo de soldadura a su potencia de 150 KVA puede utilizarse a una cadencia máxima de una soldadura por minuto, sin afectar a los usuarios conectados en el punta A.

La importancia de las fluctuaciones verificadas en el punto B revela que no es posible alimentar una iluminación a partir de este punto.

La cadencia de soldadura puede aumentarse hasta 3.5 veces por minuto. La configuración 2 es aceptable, pero al precio de una reducción de la potencia del equipo de soldadura.

Por el contrario, el estudio de la configuración numero 3 muestra que en la instalación de un transformador mas potente no disminuye necesariamente mucho las variaciones de tensión aguas abajo.

4.1.5 Los resultados en sistemas trifásicos de distribución.

El equipo de soldadura puede tener una cadencia de soldadura más grande (de 1.5 a 3 veces más) sin aumentar el nivel de perturbaciones en la red. Así pues, para poder efectuar hasta tres soldaduras por minuto:

- En bifásico, solo la configuración 2 es adecuada, y a condición de que el punto común de conexión (PCC) este situado en A,
- En trifásico, la única configuración que plantea problema es la 1 si el PCC esta en B.

4.2 El estudio del parpadeo en la alimentación de un horno de arco.

4.2.1 las características de la red de alimentación del horno de 60 MVA.

El esquema de la red de alimentación eléctrica del horno de arco, objeto de este estudio se presenta en la Figura 4.2. Sus características se recogen en la tabla de la tabla 4.3.

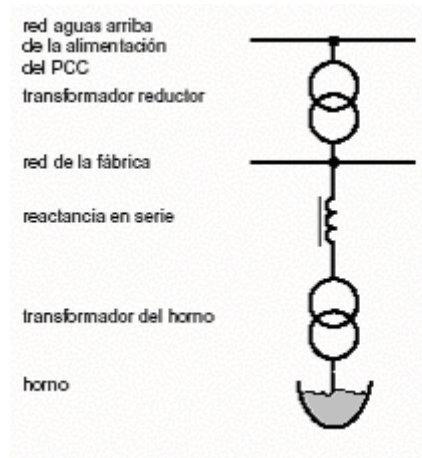


Figura 4.2. Red de alimentación eléctrica del horno de arco.

Tabla 4.3 Características de la red de alimentación eléctrica del horno de arco.

red aguas arriba	potencia de cortocircuito	$S_{con} = 5500 \text{ MVA}$
	tensión nominal	$V_n = 225 \text{ kV}$
transformador reductor	potencia nominal	$S_{tra} = 80 \text{ MVA}$
	tensión de cortocircuito	$V_{cc} = 10\%$
red de la fábrica	tensión nominal	$V_{res} = 30 \text{ kV}$
reactancia en serie	impedancia	$X_{ser} = 0,0 \ \Omega$
transformador del horno	potencia nominal	$S_{trf} = 60 \text{ MVA}$
	tensión de cortocircuito	$V_{cc} = 7,5\%$
	tensión nominal en el lado BT	$V_{BT} = 750 \text{ V}$
horno	impedancia de las conexiones BT	$X_{BT} = 0,003 \ \Omega$
	potencia nominal	$S_r = 60 \text{ MVA}$

4.2.2 los cálculos de los niveles de parpadeo (P_{st} y ΔV_{10}).

La primera etapa de este estudio consiste en calcular las distintas reactancias convertidas al mismo nivel de tensión. En este ejemplo se ha escogido la tensión del punto de conexión común, es decir 225 kV.

Este estudio tiene una doble finalidad: ser un ejemplo, y comparar los resultados entre P_{st} y ΔV_{10} .

De aquí los doce enfoques:

- A partir de la potencia de corto circuito del horno, calcular la P_{st} ;
- A partir de la variación máxima de la potencia reactiva, calcular la ΔV_{10} ;

4.2.3 El cálculo de las distintas reactancias para una misma tensión.

Para comenzar, convertimos todas las reactancias a una misma tensión. Como tensión de referencia escogemos la tensión en el punto de conexión común, (PCC);

- Tensión de referencia.
 $V_{ref} = 225 \text{ kV}$
- Reactancia de la red.
 $X_n = 9.2 \ \Omega$
- Reactancia del transformador reductor.
 $X_{tra} = 63.3 \ \Omega$

- Reactancia en serie.
 $X_s = 0 \Omega$
- Reactancia del transformador del horno.
 $X_{trf} = 63.3 \Omega$
- Reactancia de las conexiones de VT del horno.
 $X_{btf} = 270 \Omega$
- Reactancia total.
 $X_t = 405.8 \Omega$

4.2.4 El valor del cos (φ_f) del horno.

El factor de potencia del horno lo da el constructor para los distintos puntos de funcionamiento del equipo; el valor del factor de potencia, utilizado para calcular el nivel de parpadeo, es:

$$\cos(\varphi_f) = 0.75$$

4.2.5 La determinación del P_{st} .de parpadeo

Calculo de la potencia de corto circuito, a nivel del horno, en esta instalación:

$$S_{ccf} = \frac{V_{ref}^2}{X_f}$$

Donde:

$$S_{ccf} = 125 \text{ MVA}$$

El nivel del Flicker viene dado por la ecuación:

$$P_{st} = Kst \frac{S_{ccf}}{S_{ccn}}$$

Donde:

$Kst = 75$ (valor escogido),

$$S_{ccf} = 125 \text{ MVA}$$

$$S_{ccn} = 5500 \text{ MVA}$$

$$Pst = 1.7$$

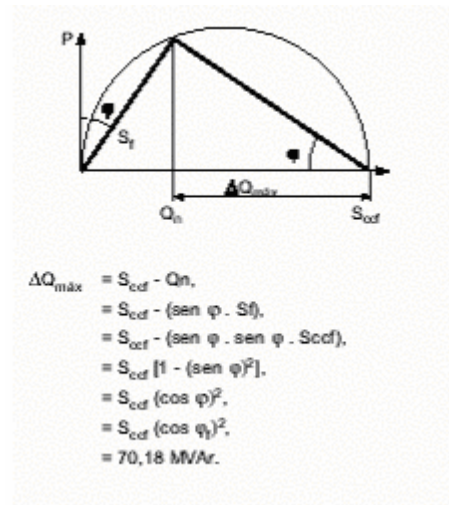


Figura 4.3. Determinación del P_{st} .

$$\begin{aligned}
 \Delta Q_{\text{máx}} &= S_{\text{ccf}} - Q_n, \\
 &= S_{\text{ccf}} - (\text{sen } \varphi \cdot S_f), \\
 &= S_{\text{ccf}} - (\text{sen } \varphi \cdot \text{sen } \varphi \cdot S_{\text{ccf}}), \\
 &= S_{\text{ccf}} [1 - (\text{sen } \varphi)^2], \\
 &= S_{\text{ccf}} (\cos \varphi)^2, \\
 &= S_{\text{ccf}} (\cos \varphi_f)^2, \\
 &= 70,18 \text{ MVar}.
 \end{aligned}$$

4.2.6 Determinación del ΔV_{10} de parpadeo

El cálculo de la variación máxima ($\Delta Q_{\text{máx}}$) de la potencia reactiva se hace entre dos puntos de funcionamiento importante del horno.

- El primer punto corresponde al funcionamiento normal, con $\cos \varphi_f$ y un consumo de energía reactiva $Q_n = S_f \cdot \text{sen } \varphi_f$,
- El segundo punto corresponde al horno en cortocircuito, con una potencia reactiva máxima, es decir: $Q_{\text{ccf}} = S_{\text{ccf}}$. (figura 24... para el cálculo del ΔQ)
- El nivel de ΔV_{10} viene dado por la ecuación:

$$\Delta V_{10} = \frac{\Delta Q_{\text{máx}}}{S_{\text{ccn}}} \cdot 100\%$$

Lo que da para nuestra instalación en el PCC:

$$\Delta V_{10} = 0.35\%$$

4.2.7 Comentarios sobre la medición del parpadeo:

El valor del Pst esta muy por encima del limite de molestia (PST = 1). El valor del ΔV_{10} esta muy cerca del limite de percepción (0.32%), pero todavía por debajo del límite de molestia (0.45%). El ejemplo demuestra que una evaluación del parpadeo por el método del ΔV_{10} es menos severa que por el método del Pst.

Esto proviene del hecho de que las lámparas alimentadas con 110 V son menos sensibles a las fluctuaciones de tensión que las lámparas alimentadas a 220 V, por lo que lo limites de ΔV_{10} son menos severos.

4.3 El dimensionado de un SVC “Estatic Var Compensator”.

4.3.1 Caso de un límite expresado en P_{ST}.

Como limite de Pst escogemos el límite de molestia es decir:

$$Pst_{ref} = 1.$$

Factor de reducción del parpadeo R:

$$R_{Pst} = \frac{Pst}{Pst_{ref}} = 1.7$$

La potencia del SVC se calcula con la formula.

$$Q_{SVC_{Pst}} = (R_{Pst} - 1) \cdot \frac{Sf}{0.75}$$

De donde:

$$Q_{SVC_{Pst}} = 56.1 \text{ MVar}$$

4.3.2 Caso de un límite expresado en ΔV_{10}

Como límite de ΔV_{10} escogemos $\Delta V_{10} = 0.32$ que corresponde al limite de molestia.

Valor buscado: $\Delta V_{10ref} = 0.32$.

Factor de reducción del parpadeo R:

$$R_{\Delta V_{10}} = \frac{\Delta V_{10}}{\Delta V_{10ref}}$$

$$R_{\Delta V_{10}} = 1.11$$

La potencia en SVC se calcula según:

$$Q_{SVC} \circ \Delta V_{10} = C \circ S_{ccf}$$

C es un coeficiente que depende de $R_{\Delta V_{10}}$ y del rendimiento del constructor y toma un valor entre cero (para $R_{\Delta V_{10}} = 0$) y alrededor de 0.7 (para $R_{\Delta V_{10}}$ grande). Aquí un valor de 0.35 es válido, lo que da:

$$Q_{SVC\Delta V_{10}} = 0.35 \circ S_{ccf}$$

Es decir:

$$Q_{SVC\Delta V_{10}} = 43.8 \text{ MVar.}$$

4.4 Evaluación de los índices de parpadeo en la misma instalación, pero después de incluir una inductancia en serie en el circuito de alimentación del horno.

Esta evaluación esta hecha para tres valores de la inductancia X_{ser} se presenta en la tabla 4.4.

Queda claro el efecto positivo de una inductancia en serie sobre el nivel de parpadeo generado por la instalación de un horno de arco. Hemos escogido varios valores habituales de impedancias serie.

Tabla 4.4 Evaluación de las tasas de Flicker después de insertar una autoinductancia en serie en el circuito de alimentación del horno.

Xserie	Pst	Q_{SVCpst}
0,5 Ω	1,59	47 MVA
1,5 Ω	1,41	32 MVA
2,5 Ω	1,26	21 MVA

4.5 Los resultados de una aplicación práctica.

4.5.1 Medición de los Voltajes RMS y Armónicos, Corrientes RMS y Armónicas, en el Bus y en el Banco de Capacitares de 30 MVar, en la S.E. San Luis Poniente, en San Luis Potosí.

4.5.2 Introducción

La revisión del banco de capacitares de 30 MVar, en 115 KV, de la Subestación San Luis Poniente, se realizó el 18 de Agosto del 2004

4.5.3 Alcance

Las mediciones realizadas aportarán datos para conocer el contenido armónico en ese nodo o punto de la red, también servirán para verificar la interacción del banco de capacitares, de 30 MVar, en cuanto al incremento de voltaje y la detección de posible resonancia, dichas mediciones son aplicables solo al punto de medición específico.

4.5.4 Los datos generales del equipo de medición

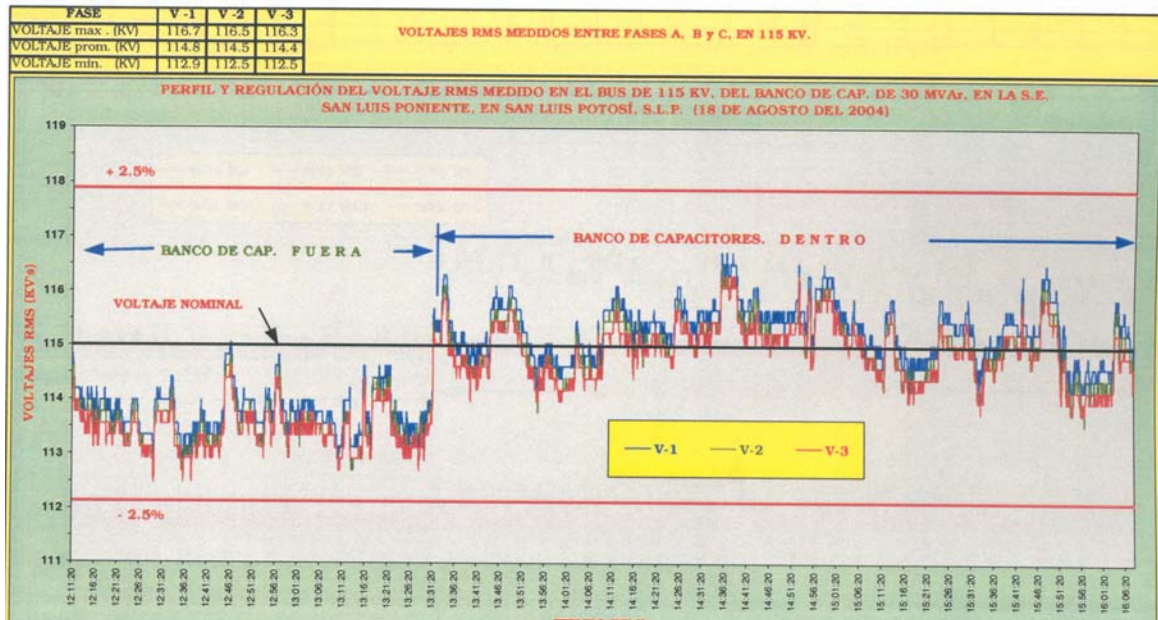
Se empleó un analizador de calidad de la energía marca RPM, modelo 1656.

Con disponibilidad de funciones para:

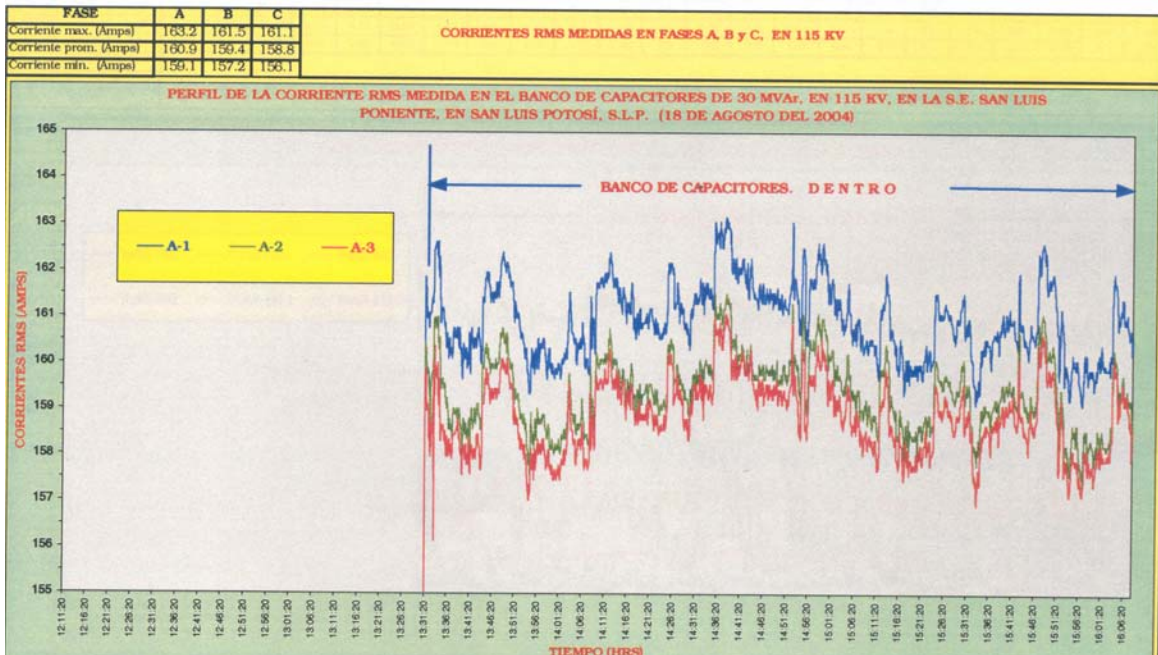
- Análisis completo de armónicas
- Tendencias de estado estable
- Medición de impulsos de voltaje
- Variaciones rms de swells y sags
- Muestreo periódico de rms de voltaje, corriente, potencia aparente, potencia real, potencia reactiva, factor de potencia, potencia reactiva, y flicker o parpadeo.

4.5.5 Las gráficas del perfil de:

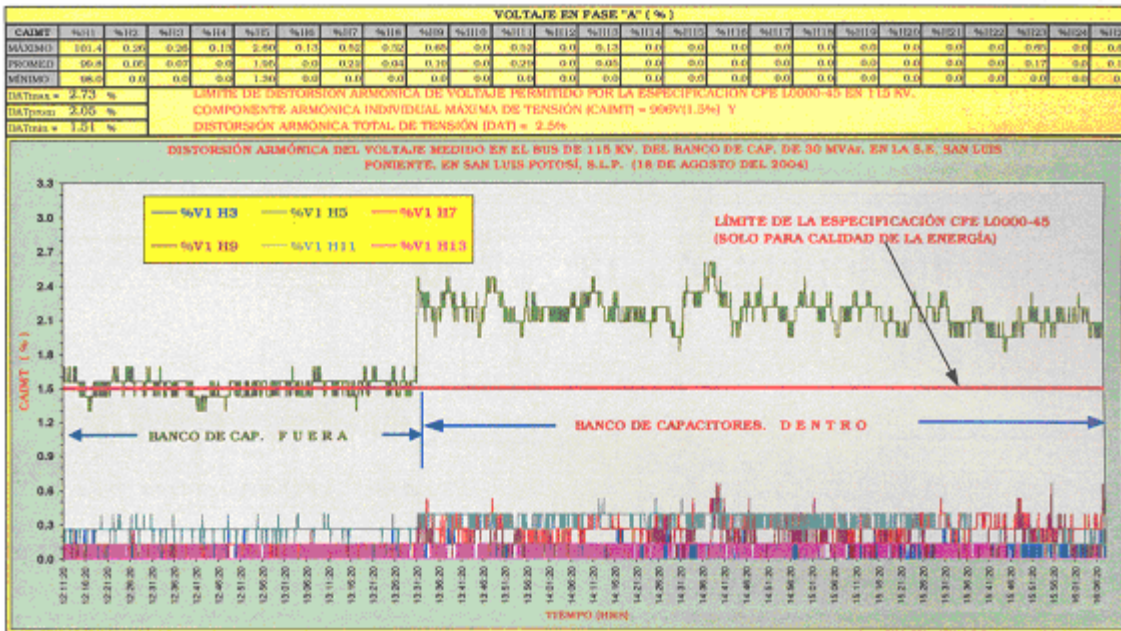
- Voltajes rms del bus de 115 KV



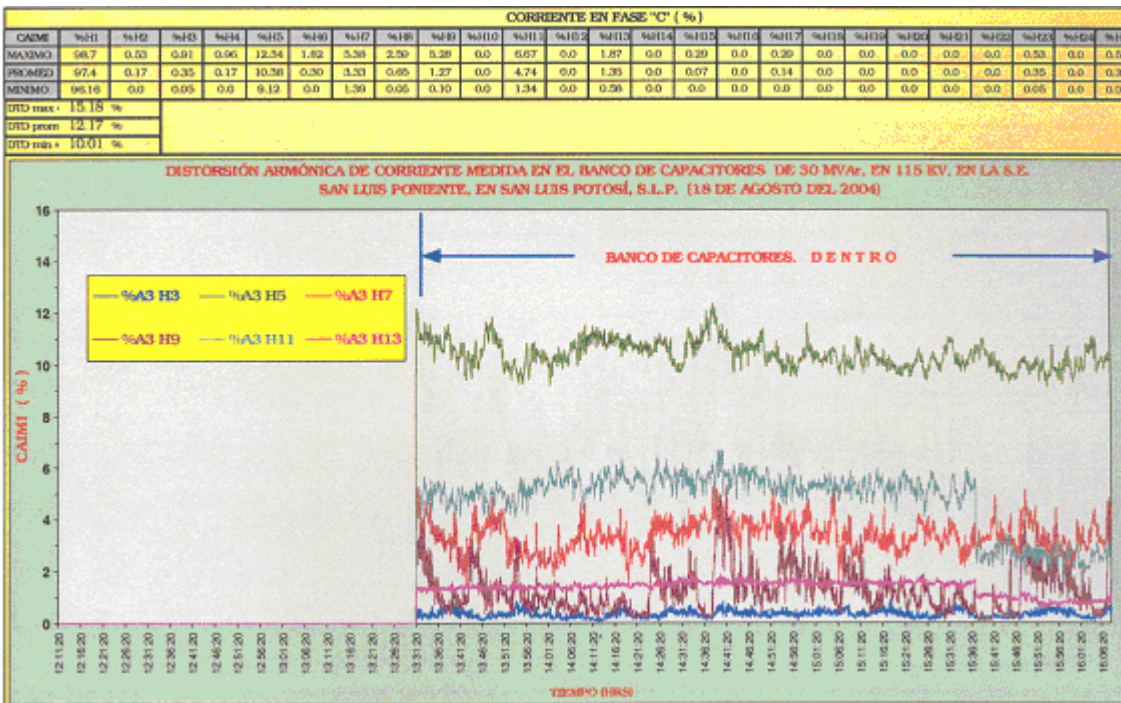
- Corrientes rms del banco de capacitores



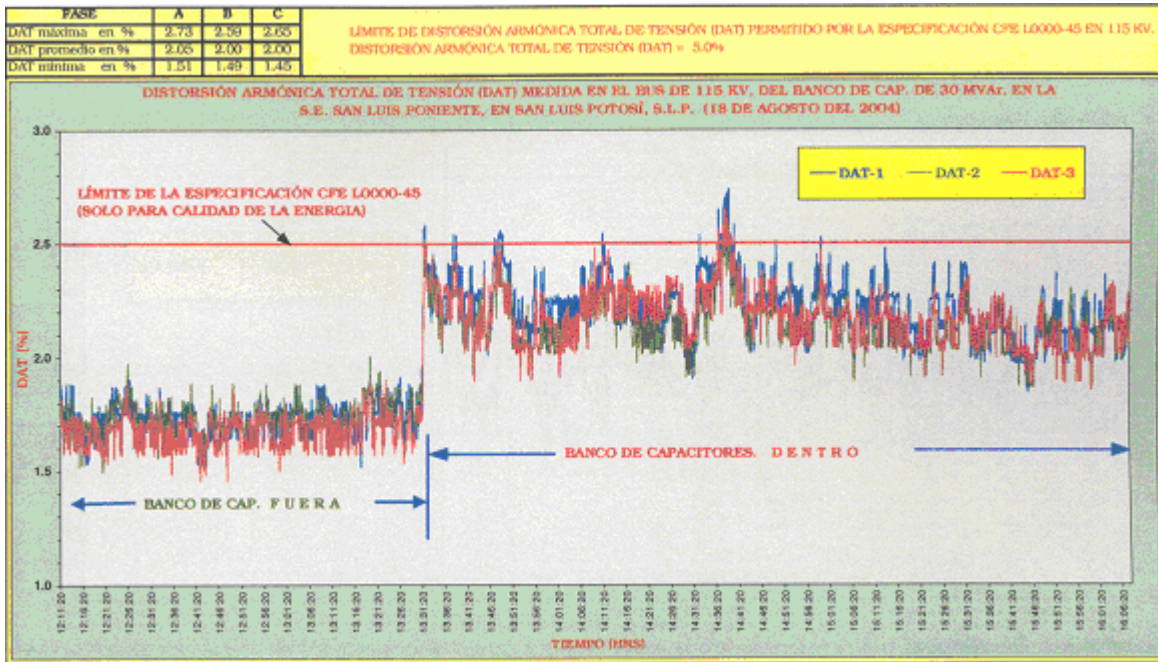
□ Voltajes armónicos



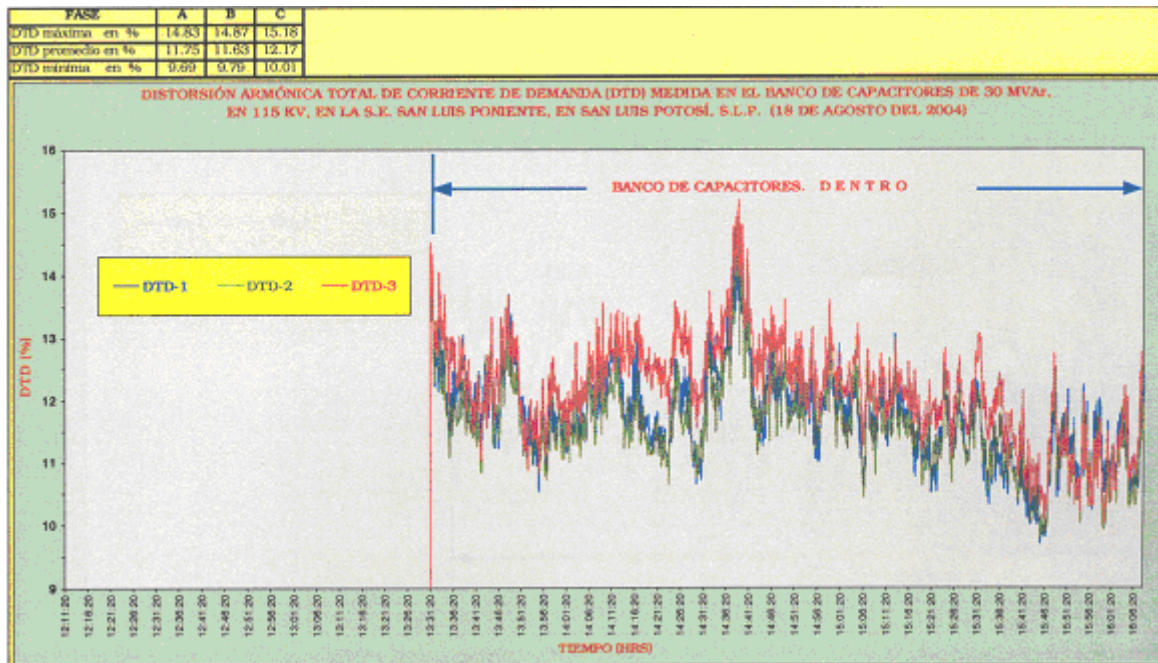
□ Corrientes armónicas



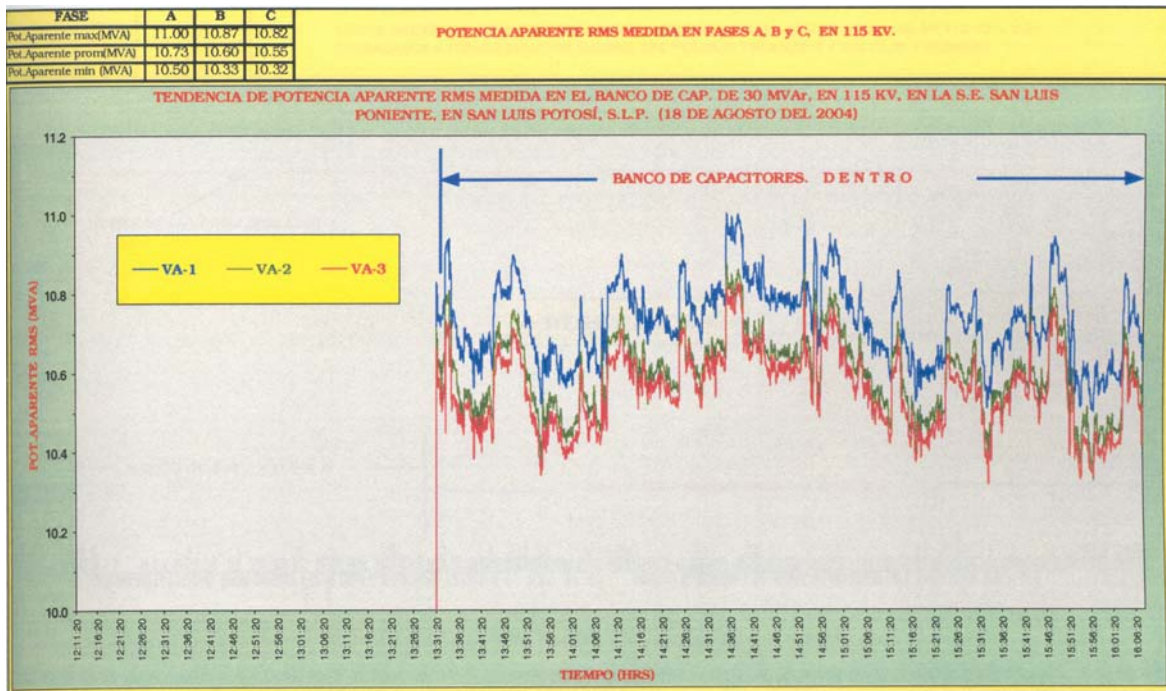
□ Distorsión armónica total de tensión



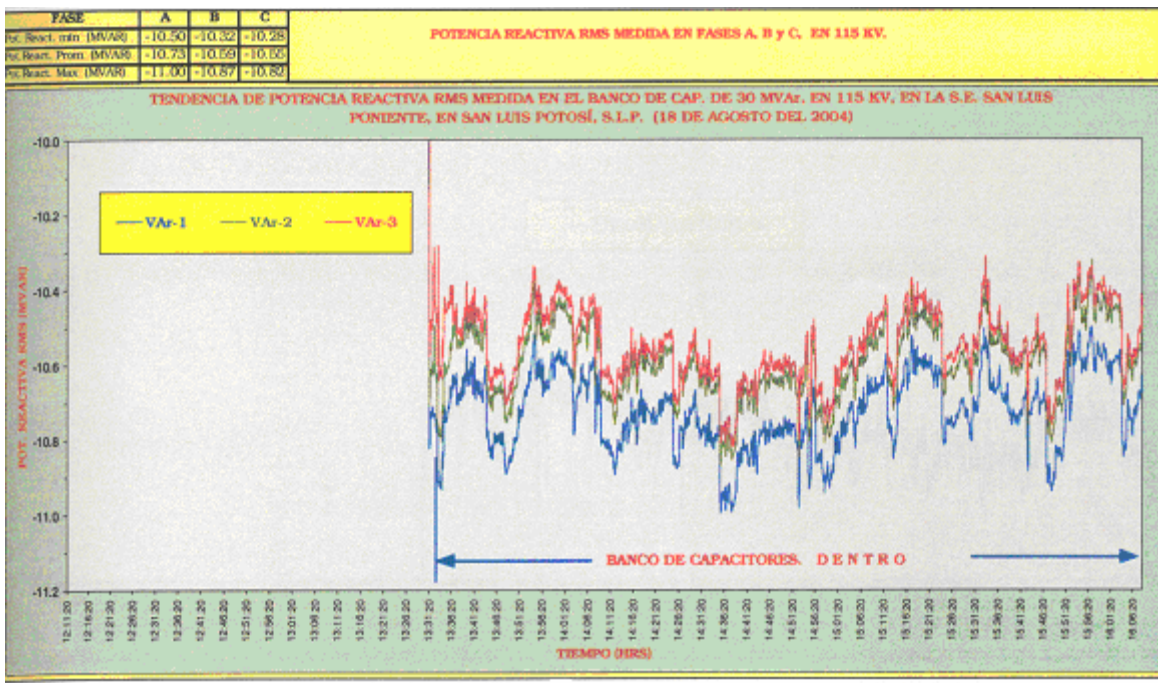
□ Distorsión total de demanda



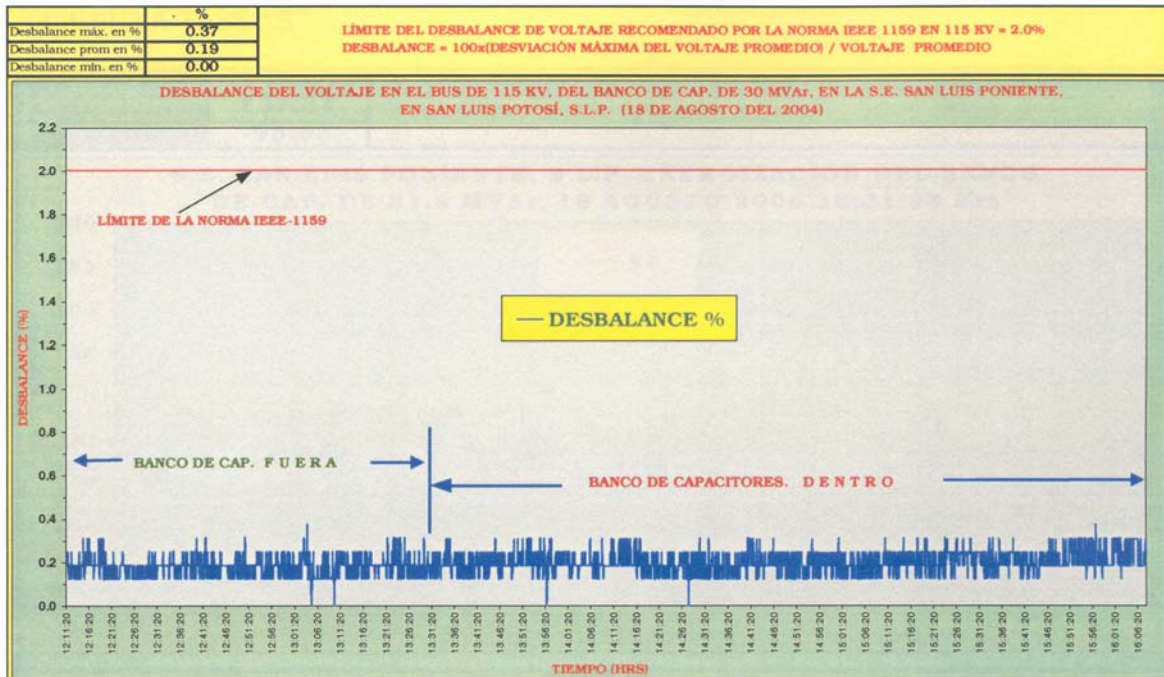
□ Potencia aparente



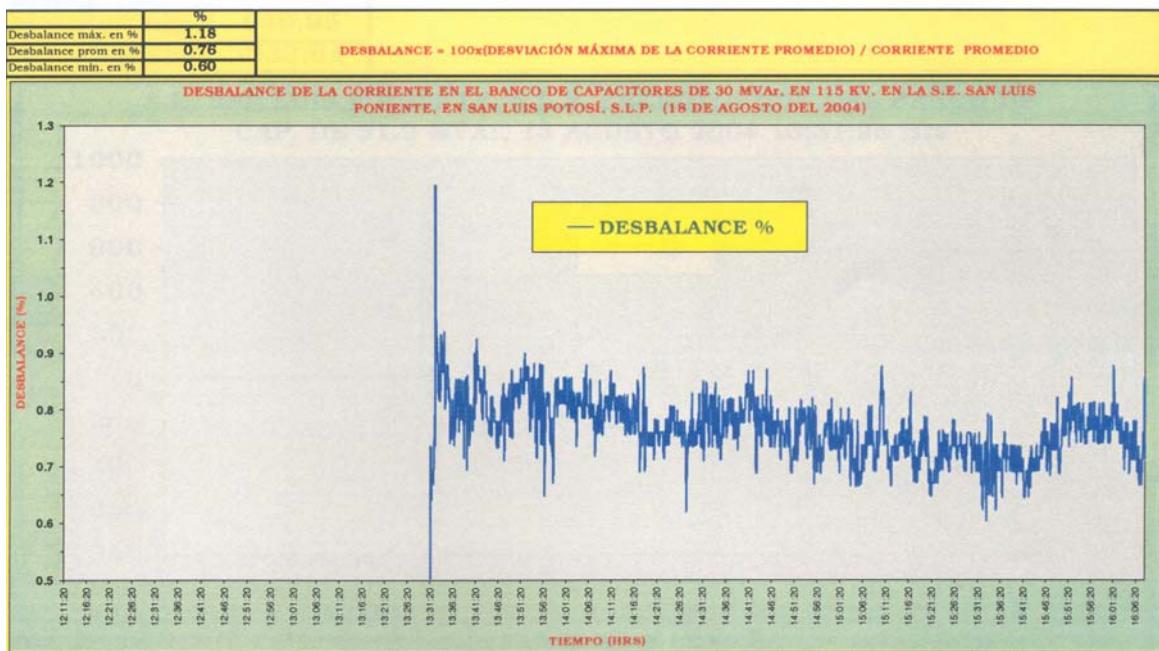
□ Potencia reactiva



□ Desbalance del voltaje en el bus de 115 KV

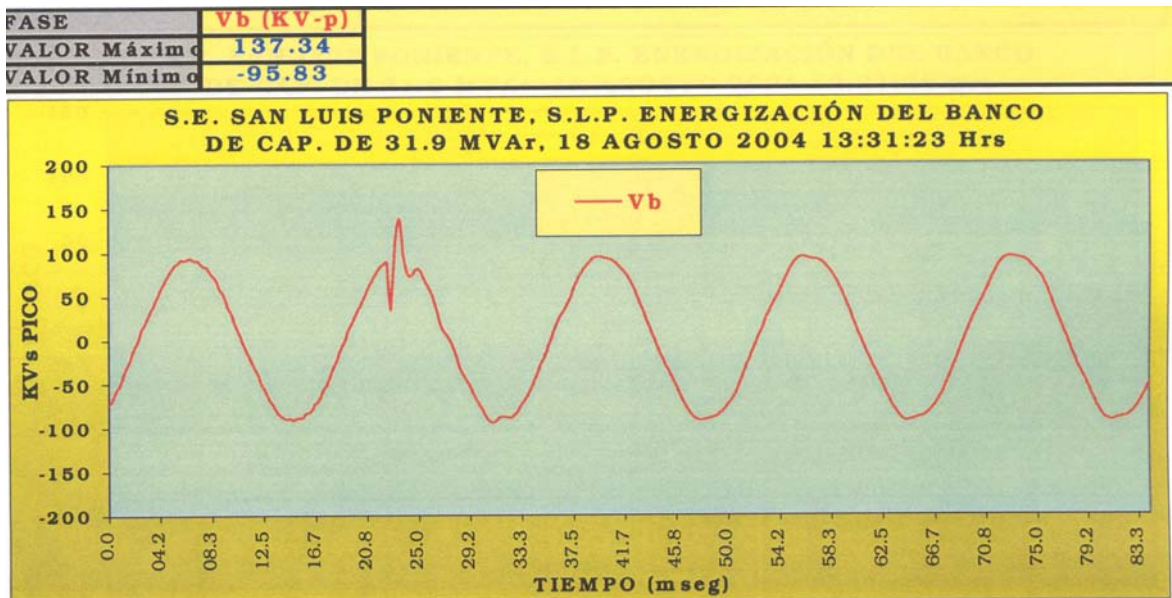


□ Desbalance de la corriente en el banco de capacitores

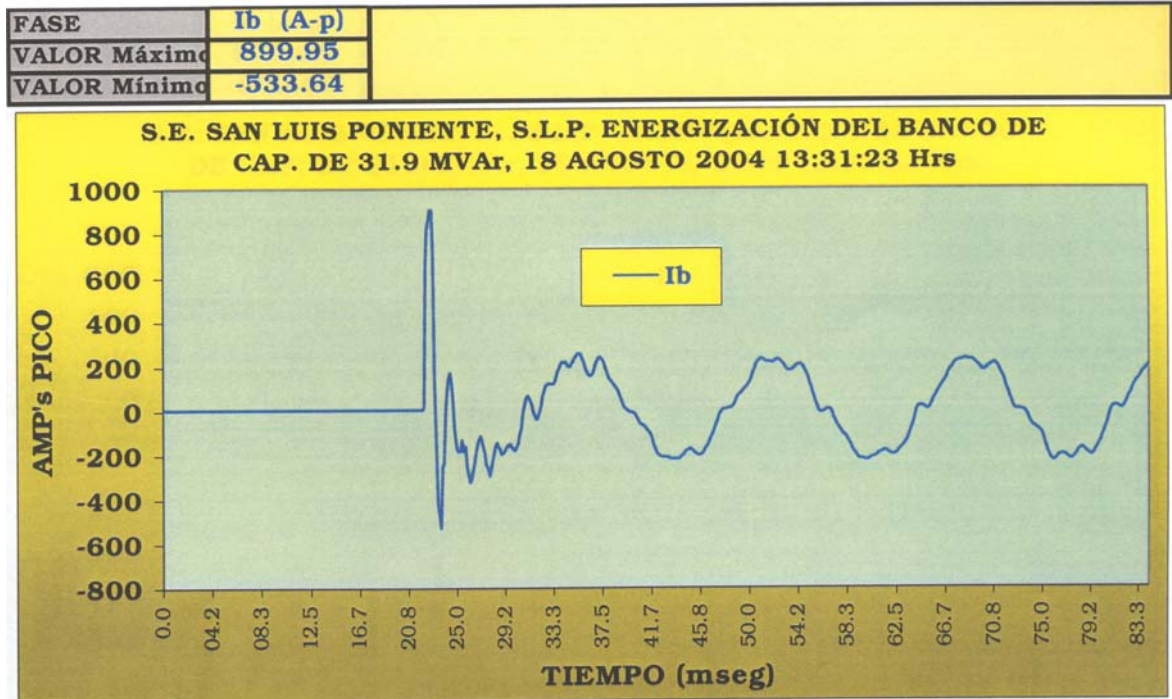


4.5.6 La formas de la onda en la energización del banco de capacitores de 30 MVar

- Voltaje en la fase "B"



- Corriente en la fase "B"



4.5.7 La verificación de los Límites de operación del banco de capacitores

- ❑ Voltajes rms
- ❑ Voltaje pico
- ❑ Corriente rms del banco de capacitores
- ❑ Potencia reactiva del banco de capacitores

4.5.8 Conclusiones y recomendaciones

Se presentan a manera de resumen las tablas con valores armónicos, mínimo, promedio y máximo, tanto de voltaje como de corriente

TABLA 4.5 Armónicas del voltaje en el bus de 115 KV, en la Subestación

Orden de la armónica	Valor mínimo	Valor promedio	Valor máximo	Límite permitido al suministrador CFE (solo para calidad de la energía)
<i>H</i>	(%)	(%)	(%)	(%)
3	0.0	0.10	0.79	1.5
5	1.30	1.89	2.60	1.5
7	0.0	0.30	0.91	1.5
9	0.0	0.09	0.65	1.5
11	0.0	0.31	0.52	1.5
13	0.0	0.09	0.26	1.5
15	0.0	0.0	0.0	1.5
DAT	1.45	2.02	2.73	2.5

TABLA 4.6 Armónica de corriente en el banco de capacitores de 30 MVar, en la Subestación

Orden de la armónica	Valor Mínimo	Valor Promedio	Valor Máximo
H	(%)	(%)	(%)
3	0.05	0.35	0.96
5	9.03	10.37	12.67
7	0.96	3.02	6.48
9	0.10	1.47	6.34
11	0.53	3.95	6.67
13	0.14	1.22	1.87
15	0.0	0.10	0.38
DTD	9.69	11.85	15.18

TABLA 4.7 Voltajes de Fases

FASE	V -1	V -2	V -3
VOLTAJE max. (KV)	116.7	116.5	116.3
VOLTAJE prom. (KV)	114.8	114.5	114.4
VOLTAJE min. (KV)	112.9	112.5	112.5

Tabla 4.8 Tasa de distorsión individual (V_{DAT})%

Orden de la Armónica (n)	Tasa de distorsión individual (V_{DAT})%	
	BT y MT ($V < 66$ kV)	AT $66\text{kV} \leq V \leq 230$ kV
(impares no múltiplos de 3)		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
>25	$0.2 + 1.3 \times 25/n$	$0.1 + 0.6 \times 25/n$
(impares múltiplos de 3)		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
>12	0.2	0.2
(pares)		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
>12	0.2	0.2
Tasa de Distorsión Total (V_{DAT})%	8	3

Tabla 4.9 Intensidad Armónica Máxima.

Orden de La armónica (n)	P > 10 kW ó 1 kV < V ≤ 66kV	P>50 kW ó 66 kV < V ≤ 230 kV
	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente nominal (I _{DAT})	
Impares no múltiplos de 3		
5	12.0	6.0
7	8.5	5.1
11	4.3	2.9
13	3.0	2.2
17	2.7	1.8
19	1.9	1.7
23	1.6	1.1
25	1.6	1.1
>25	0.2+0.8*25/n	0.4
Impares Múltiplos de 3		
3	16.6	7.5
9	2.2	2.2
15	0.6	0.8
21	0.4	0.4
>21	0.3	0.4
Pares		
2	10.0	10.0
4	2.5	3.8
6	1.0	1.5
8	0.8	0.5
10	0.8	0.5
12	0.4	0.5
>12	0.3	0.5
I _{DAT} %	20.0	12.0

Al analizar la medición realizada en la subestación, de las tablas y gráficas se obtiene la siguiente información:

- Distorsión armónica de voltaje; destaca en las tablas y gráficas correspondientes, la componente armónica de voltaje 5^a (2.60%), encontrándose fuera de los niveles permitidos para componente armónico individual máximo de tensión “CAIMT” (para este nivel de tensión, el valor máximo permitido para el suministrador, CFE, es de 1.5%).
- Con respecto a la máxima distorsión armónica total de tensión “DAT” medida, ésta es del orden del 2.73% y el límite máximo es de 2.5 %.
- Distorsión armónica de corriente: destaca la presencia de 5^a armónica, con valores máximos de 12.67%. La distorsión total de la densidad es de 15.18%.
- Regulación de voltaje. En la gráfica del periodo de medición se observa lo siguiente: Teniendo un voltaje promedio de 114.65 Kilovolts.
- Desbalance de voltaje. Se encuentra dentro del límite permitido, el valor máximo encontrado es de 0.37%.
- Desbalance de corriente. El valor máximo encontrado es de 1.80 %

Con la potencia real medida del banco, de 31.9 MVar, se obtuvo al insertarlo, un escalón de voltaje y una frecuencia de resonancia de:

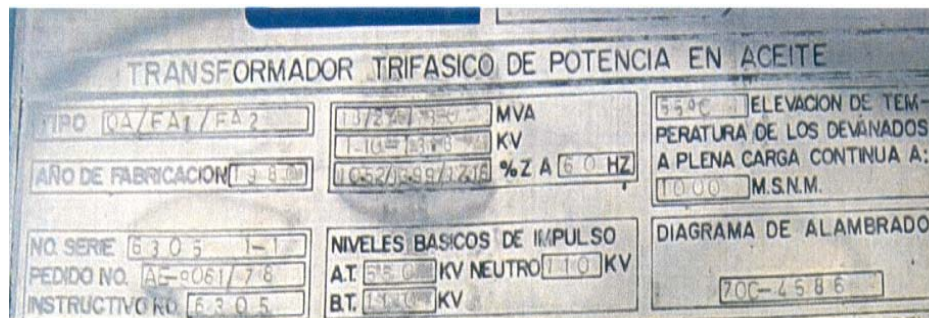
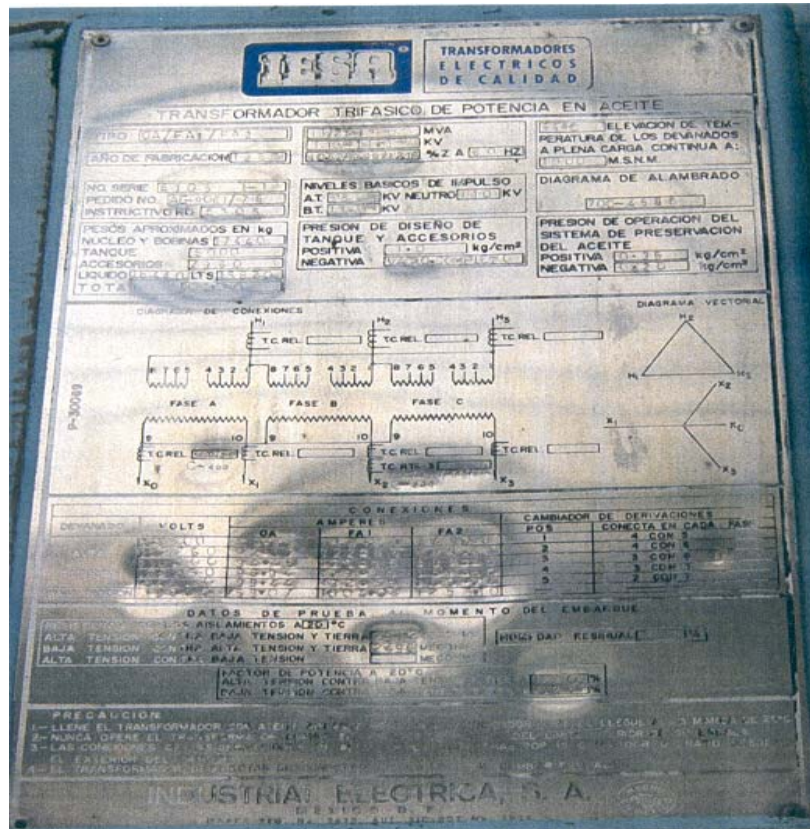
Escalón de voltaje = 1.67% ó = 1,903 Volts al insertar el banco de capacitares

Frecuencia de resonancia = 7.73 p.u-

4.6 Anexos a los resultados de la aplicación práctica

- Los datos del transformador T-1



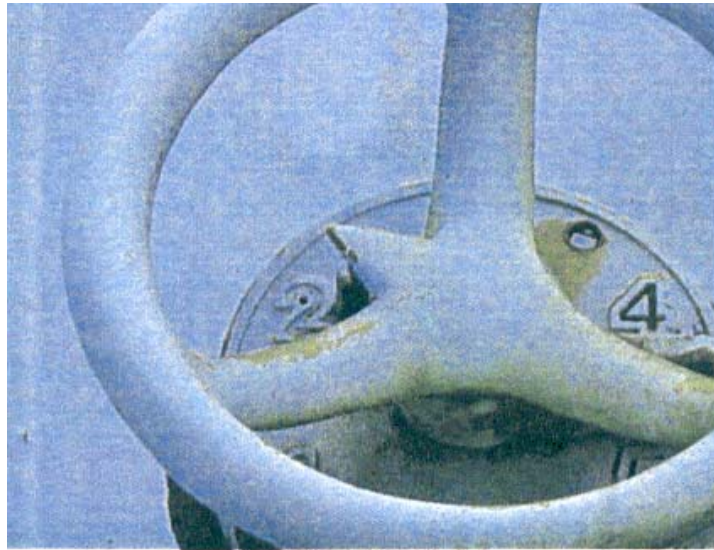


CONEXIONES

DEVANADO	VOLTS	AMPERES			CAMBIADOR DE DERIVACIONES	
		OA	FA1	FA2	POS	CONECTA EN CADA FASE
ALTA TENSION	11500	89.98	149.77	149.77	1	4 CON 5
	112750	92.17	122.89	152.62	2	4 CON 6
	110000	94.48	125.96	157.46	3	3 CON 6
	107250	96.94	129.19	161.60	4	3 CON 7
BAJA TENSION	104500	99.44	132.68	165.74	5	2 CON 7
	13800	253.07	1007.08	1253.0		

DATOS DE PRUEBA AL MOMENTO DEL EMBARQUE

- La posición del derivador del transformador T-1, en el tap 2



- Los datos del transformador T-2



LEM

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA EN ACEITE

DATOS GENERALES		DATOS DE LA RED	
TIPO DE TRANSFORMADOR	TRIFASICO	VOLTAJE PRIMARIO	13800
TIPO DE REGULACION	NO	VOLTAJE SECUNDARIO	11000
PROGRAMA DE FABRICACION	10718-04 y 30018-05	NUMERO DE BORNES	6
NO. DE SERIE	10-1721	ESPECIFICACION DE TEMPERATURA A LA QUE SE DISEÑA	105°C
REGIO CLIENTE	10	TIPO DE CONEXION	Y/Y-0
INDICACION	6071	GRUPO DE CONEXION	Y/Y-0
ESPECIFICACION	10-00	GRUPO DE CONEXION	Y/Y-0
%Z	A 3	GRUPO DE CONEXION	Y/Y-0

ALTA TENSION

CONEXIONES			
DEMANDA	VOLTAJE	GRUPO DE CONEXION	GRUPO DE CONEXION
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0

ALTA TENSION

REGIO CLIENTE: 10
INDICACION: 6071
ESPECIFICACION: 10-00

ALTA TENSION: 13800
VOLTAJE SECUNDARIO: 11000

TIPO DE REGULACION: NO
PROGRAMA DE FABRICACION: 10718-04 y 30018-05

NO. DE SERIE: 10-1721
REGIO CLIENTE: 10
INDICACION: 6071
ESPECIFICACION: 10-00

%Z: A 3

ALTA TENSION

REGIO CLIENTE: 10
INDICACION: 6071
ESPECIFICACION: 10-00

ALTA TENSION: 13800
VOLTAJE SECUNDARIO: 11000

TIPO DE REGULACION: NO
PROGRAMA DE FABRICACION: 10718-04 y 30018-05

NO. DE SERIE: 10-1721
REGIO CLIENTE: 10
INDICACION: 6071
ESPECIFICACION: 10-00

%Z: A 3

ALTA TENSION

LEM

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA EN ACEITE

DATOS GENERALES		DATOS DE LA RED	
TIPO DE TRANSFORMADOR	TRIFASICO	VOLTAJE PRIMARIO	13800
TIPO DE REGULACION	NO	VOLTAJE SECUNDARIO	11000
PROGRAMA DE FABRICACION	10718-04 y 30018-05	NUMERO DE BORNES	6
NO. DE SERIE	10-1721	ESPECIFICACION DE TEMPERATURA A LA QUE SE DISEÑA	105°C
REGIO CLIENTE	10	TIPO DE CONEXION	Y/Y-0
INDICACION	6071	GRUPO DE CONEXION	Y/Y-0
ESPECIFICACION	10-00	GRUPO DE CONEXION	Y/Y-0
%Z	A 3	GRUPO DE CONEXION	Y/Y-0

ALTA TENSION

CONEXIONES			
DEMANDA	VOLTAJE	GRUPO DE CONEXION	GRUPO DE CONEXION
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0
10000	11000	Y/Y-0	Y/Y-0

ALTA TENSION

REGIO CLIENTE: 10
INDICACION: 6071
ESPECIFICACION: 10-00

ALTA TENSION: 13800
VOLTAJE SECUNDARIO: 11000

TIPO DE REGULACION: NO
PROGRAMA DE FABRICACION: 10718-04 y 30018-05

NO. DE SERIE: 10-1721
REGIO CLIENTE: 10
INDICACION: 6071
ESPECIFICACION: 10-00

%Z: A 3

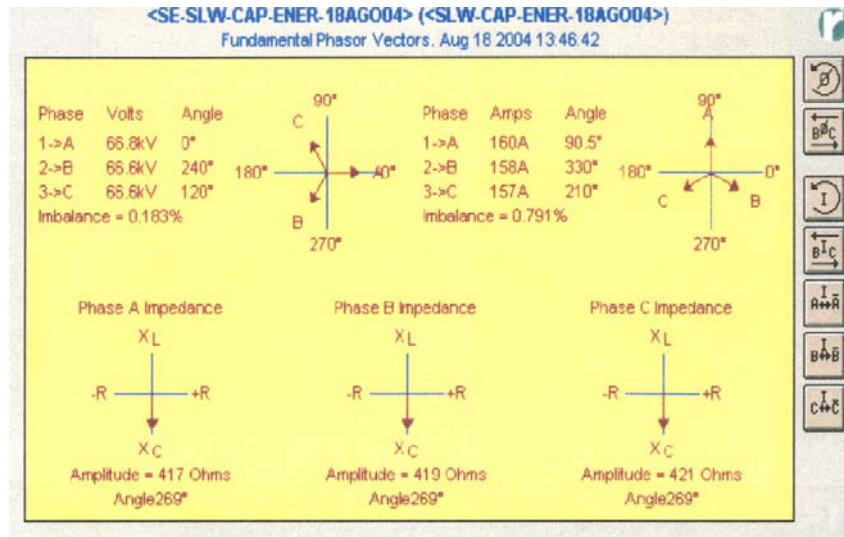
ALTA TENSION

CONEXIONES						
DEVANADO	VOLTAJE	AMPERES			DERIVADOR DE DERIVACIONES	
		0A	FA-1	FA-2	POS.	CONEXION SW. CADA TAP
ALTA TENSION DELTA	117275	88.16	17.05	16.94	1	44 COM 45
	113900	90.37	120.50	150.61	2	43 COM 45
	112125	92.70	133.36	154.40	3	43 COM 45
	109250	95.12	126.83	158.54	4	42 COM 46
106375	97.70	30.26	162.83	5	42 COM 47	
BAJA TENSION ESTRELLA	13800	753.10	1004.10	1255.11		

- La posición del derivador del transformador T-2 en el tap 2



- La gráfica instantánea, de los vectores del voltaje y corriente en el banco de capacitores de 30 MVAR's



- Las gráficas instantáneas, de los valores de los componentes armónicos del voltaje y corriente, en la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's

<SE-SLW-CAP-ENER-18AG004> (<SLW-CAP-ENER-18AG004>)
Phase A Voltage Harmonics . Aug 18 2004 13:42:31 (K=1000)

Harmonic	RMS Value	Phase	Percent
0	167.2V	180°	0.251%
1	66.41kV	348.9°	100%
2	32.37V	177.6°	0.048%
3	50.89V	30.41°	0.076%
4	70.34V	236.3°	0.105%
5	1.32kV	97.50°	1.967%
6	56.32V	15.90°	0.084%
7	256.4V	103.9°	0.386%
8	327.7V	56.49°	0.493%
9	136.5V	197.9°	0.205%
10	19.45V	303.2°	0.029%
11	281.8V	106.2°	0.424%
12	32.81V	260.1°	0.049%
13	50.98V	57.62°	0.076%
14	43.61V	262.5°	0.065%
15	27.50V	280.9°	0.041%
16	19.45V	236.0°	0.029%

Odd Harmonics: 2.140% Even Harmonics: 0.548% Total: 2.209%

<SE-SLW-CAP-ENER-18AG004> (<SLW-CAP-ENER-18AG004>)
Phase B Voltage Harmonics . Aug 18 2004 13:43:09 (K=1000)

Harmonic	RMS Value	Phase	Percent
0	237.3V	180°	0.357%
1	66.46kV	229.1°	100%
2	12.06V	294.1°	0.018%
3	127.8V	330.7°	0.192%
4	41.08V	335.6°	0.061%
5	1.425kV	211.0°	2.144%
6	42.13V	139.3°	0.063%
7	152.0V	26.79°	0.228%
8	72.59V	41.39°	0.109%
9	71.99V	166.4°	0.108%
10	27.50V	258.2°	0.041%
11	191.4V	201.0°	0.288%
12	34.54V	308.2°	0.052%
13	85.45V	304.3°	0.128%
14	32.81V	260.1°	0.049%
15	34.12V	251.2°	0.051%
16	17.06V	251.2°	0.025%

Odd Harmonics: 2.205% Even Harmonics: 0.253% Total: 2.219%

<SE-SLW-CAP-ENER-18AG004> (<SLW-CAP-ENER-18AG004>)
 Phase C Voltage Harmonics. Aug 18 2004 13:44:08 (K=1000)

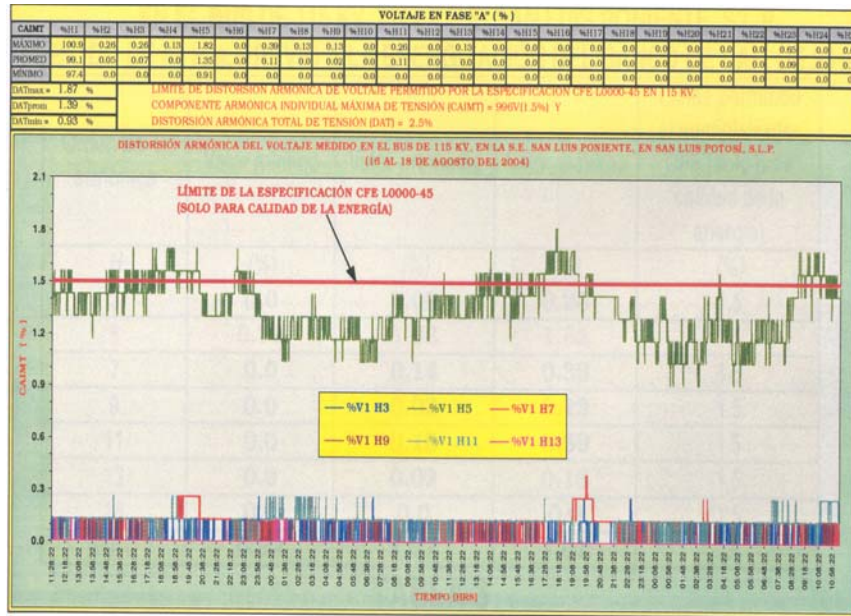
Harmonic	RMS Value	Phase	Percent
0	21.58V	0°	0.032%
1	66.50kV	106.0°	100%
2	53.13V	333.6°	0.079%
3	84.44V	204.9°	0.127%
4	55.54V	117.8°	0.083%
5	1.401kV	319.0°	2.107%
6	56.32V	162.5°	0.084%
7	348.7V	187.3°	0.524%
8	94.23V	192.6°	0.141%
9	80.94V	142.5°	0.121%
10	127.9V	297.1°	0.192%
11	292.2V	294.7°	0.439%
12	48.30V	26.16°	0.072%
13	75.08V	119.8°	0.112%
14	34.12V	71.22°	0.051%
15	10.79V	359.6°	0.016%
16	16.18V	269.7°	0.024%

Odd Harmonics: 2.231% Even Harmonics: 0.333% Total: 2.255%

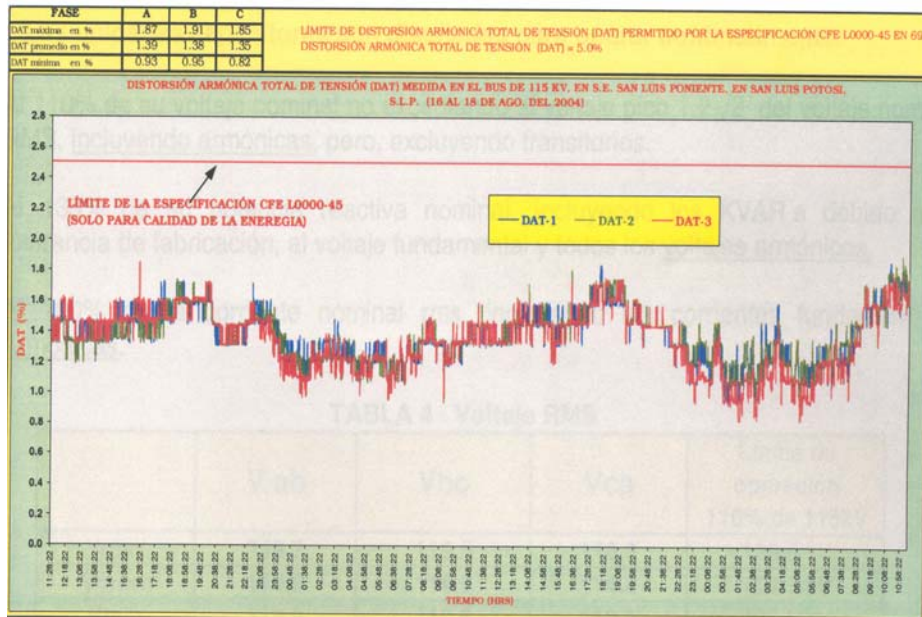
- El perfil del voltaje en el bus de 115 KV, en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30MVAR's

	V ab	Vbc	Vca	Límite de operación 110% de 115kV
Vmax	116.7	116.5	116.3	126.5 kV
Vprom	114.8	114.5	114.4	126.5 kV
Vmin	112.9	112.5	112.5	126.5 kV

- La distorsión armónica del voltaje medido en el bus de 115 KV, en un periodo de 48 horas previo a la energización del banco



- La distorsión armónica total de tensión en el bus de 115 KV. En un periodo de 48 horas previo a la energización del banco de capacitores de 30 MVAR's.



- Las armónicas de voltaje en el bus de 115 KV, en la subestación en un periodo de 48 horas, previo a la energización del banco de capacitores de 30 MVar.

Orden de la armónica	Valor mínimo	Valor promedio	Valor máximo	Límite permitido al suministrador CFE (solo para calidad de la energía)
<i>H</i>	(%)	(%)	(%)	(%)
3	0.0	0.09	0.26	1.5
5	0.78	1.33	1.82	1.5
7	0.0	0.14	0.39	1.5
9	0.0	0.02	0.13	1.5
11	0.0	0.10	0.39	1.5
13	0.0	0.02	0.13	1.5
15	0.0	0.0	0.0	1.5
DAT	0.82	1.37	1.91	2.5

TABLA 4.9

- Los límites de operación del banco de capacitores:

	A	B	C	Límite de operación 180% de corriente nominal rms
I_{max}	163.2	161.5	161.1	270 amperes
I_{prom}	160.9	159.4	158.8	270 amperes
I_{min}	159.1	157.2	156.1	270 amperes

Las unidades capacitoras son diseñadas para operar continuamente:

1. Al 110% de su voltaje nominal no excediendo el voltaje pico $1.2\sqrt{2}$ del voltaje nominal rms, incluyendo armónicas, pero, excluyendo transitorios.
2. Al 135% de su potencia reactiva nominal, incluyendo los KVAR's debido a la tolerancia de fabricación, al voltaje fundamental y todos los voltajes armónicos.
3. Al 180% de la corriente nominal rms, incluyendo las corrientes fundamental y armónicas.

TABLA 4.10 Voltaje rms

	V ab	Vbc	Vca	Límite de operación 110% de 115kV
V_{max}	116.7	116.5	116.3	126.5 kV
V_{prom}	114.8	114.5	114.4	126.5 kV
V_{min}	112.9	112.5	112.5	126.5 kV

TABLA 4.11 Corriente rms

	A	B	C	Límite de operación 180% de corriente nominal rms
I_{max}	163.2	161.5	161.1	270 amperes
I_{prom}	160.9	159.4	158.8	270 amperes
I_{min}	159.1	157.2	156.1	270 amperes

TABLA 4.12 Potencia reactiva

	A	B	C	Límite de operación 135% de potencia nominal rms
Q_{max}	11.00	10.87	10.82	13.5 MVar
Q_{prom}	10.73	10.59	10.55	13.5 MVar
Q_{min}	10.50	10.32	10.28	13.5 MVar

Conclusiones finales: como se observa en las gráficas y en las tablas no se rebasan los límites de operación, por tanto las unidades capacitivas no deben dañarse aún rebasando los límites de calidad de energía. Es importante tener en cuenta de que estas unidades tienen un diseño diferente al original es decir con diferente gradiente de potencial lo cual hace suponer que no tendrán daño alguno, en este reporte se integra la medición de 48 horas antes de energizar (sin banco de capacitores) y durante la energización del banco

Duración de la medición	una semana	
Periodo de análisis	un día	
Datos disponibles después de las mediciones con un flickémetro:		
periodo	magnitud	expresión simbólica
Instantáneo	flicker instantáneo	$a_{8,8}(t)$
Cada minuto	dosis de flicker (en % ² .mn/mn)	$G = \int_{t_0}^{t_0+1} a_{8,8}(t)^2 .dt$
Cada 10 minutos	parámetro de corta duración	Pst
Cada 2 horas	parámetro de larga duración	Plt
Cada día	máximo valor del día de Pst	$Pst_{máx}$
	tercer valor mayor del día de Pst	$Pst_{3máx}$
	valor máximo del día de Plt	$Plt_{máx}$
	otros parámetros estadísticos calculados	
Al final de la semana	valor máximo de los 7 $Plt_{máx}$ del día ($Plt_{máx}$ = el mayor valor de todos los Plt medidos)	
	valor máximo de los 7 $Pst_{3máx}$ diarios ($Pst_{3máx}$ = tercer valor más grande de los Pst)	
	otros parámetros estadísticos calculados	

4.7 Los niveles de compatibilidad de Pst, Plt

La calidad de la electricidad frente al parpadeo se expresa según las dos magnitudes: Pst y Plt.

A cada uno de estos parámetros y a los tres niveles de tensión Baja, Mediana y Alta tensión se les asigna un nivel de compatibilidad, o límite teórico tolerable (Figura 10) [11]. Estos valores expresan los niveles que no hay que sobrepasar en una red para evitar un molesto parpadeo.

Observaciones:

- 1.- Estos valores no son los límites aceptables de parpadeo de un único perturbador o de una única fábrica.
- 2.- Estos valores son niveles de compatibilidad teórica y están destinados a servir como valores de referencia en caso de molestia probada y con una finalidad de planificación, pero un distribuidor siempre puede imponer otros límites a sus clientes.

En baja tensión, estos valores de límites aceptables tienen un significado físico. Están basados en unas sensaciones de molestia real: El valor Pst = 1 corresponde a un límite de molestia experimentada por un observador medio. El límite para la severidad de larga duración Plt es, lógicamente, más bajo, para tener en cuenta el efecto acumulativo de la molestia. Por el contrario, en mediana y alta tensión los valores límites de compatibilidad no tienen un significado directo. No hay una iluminación conectada a estos niveles de tensión y, por tanto, no se puede experimentar ninguna sensación de molestia.

Estos límites tienen que ser compatibles con los de baja tensión.

En teoría, se considera que la relación de transmisión de la tasa de parpadeo de un nivel superior de tensión hacia un nivel inferior es igual a 1. Todo parpadeo presente en median o alta tensión se transfiere al nivel baja tensión.

En la práctica, el parpadeo se atenúa a menudo por el efecto estabilizador de la tensión debido a los motores y generadores conectados a todos los niveles de tensión aguas abajo de la red alta tensión considerada. El factor de atenuación varía entre 0,5 y 0,8, según la potencia de los motores y de los generadores instalados.

Algunas veces, como consecuencia de esta atenuación de parpadeo, se acepta una tasa de $Pst > 1$ en MT (ejemplo encontrado: $Pst = 1,25$).

La norma europea EN 50160 sólo indica límites de Plt . Es menos severa que la tabla adjunta e impone a los distribuidores el suministro, en condiciones de funcionamiento normales de su red ($Un < 35$ kV), de una tensión con un $Plt < 1$ durante el 95% de la semana.

Tabla 4.13 Límites aceptables y niveles de compatibilidad teórica de Pst y Plt para distintos niveles de tensión. Según publicación de la UIE [11].

	límites aceptables de flicker		
	BT	MT	AT
Pst	1,00	1,00	0,79
Plt	0,74	0,74	0,58

4.8 Los límites individuales de Pst , Plt

Cuando un industrial pide conectar una carga perturbadora en la red, el distribuidor vela para que no se sobrepasen los umbrales de compatibilidad cuando todos los perturbadores conectados a la red estén en servicio. Para ello el distribuidor fija, para cada instalación perturbadora conectada a la red, unos niveles de fluctuación de tensión correspondientes a un parpadeo aceptable. Las características que se tienen en cuenta en estos casos son:

- la potencia del perturbador,
- la potencia de cortocircuito en el punto de conexión,
- la presencia de otros perturbadores,
- el número de usuarios que pueden ser molestados,
- un funcionamiento temporal o permanente de la fuente de fluctuaciones,
- la evolución futura de la red.

Una opción sencilla puede ser aceptar que cada perturbador aporte un nivel de molestia proporcional a la potencia determinada en el contrato de suministro entre el distribuidor y el industrial. Sin embargo, a fin de evitar límites demasiado severos a los pequeños usuarios, se han definido unos niveles de emisión individuales aceptables para cualquier nivel de tensión.

Entonces el distribuidor se encarga de que la suma de las perturbaciones aportadas por cada cliente no sobrepase los umbrales de compatibilidad. Los umbrales individuales se han de respetar a fin de evitar quejas.

Sin embargo, a menudo se acepta sobrepasar ocasionalmente el límite de Pst. Si se imponen límites de Pst y Plt se necesitan controles. Hay que definir una duración de las medidas y, si los valores límites pueden sobrepasarse ocasionalmente, establecer sus criterios. El CIGRE y el CIRED proponen el siguiente método de diagnóstico:

- duración de las medidas: 1 semana,
- valor de Pst: calculado cada 10 mn,
- valor de Plt: calculado cada 2 horas,
- el valor criterio para Pst es el mayor de los 7 valores diarios del Pst3máx (Pst3máx = tercer valor mayor de Pst),
- el valor criterio para Plt es el mayor de los 7 valores diarios del Plt_{máx} (Plt_{máx} = valor mayor de Plt medido).

TABLA 4.14 Niveles de Emisión de Parpadeo Individuales Aceptables, válidos en AT, MT y BT.

niveles individuales aceptables	
Pst	0,35
Plt	0,25

4.9 Los límites de ΔV_{10}

El valor eficaz del ΔV_{10} , medido durante 1 minuto se define como ΔV_{10s} (short time = corta duración), con los siguientes límites:

- **límite** de percepción: $\Delta V_{10s} = 0,32\%$,
- **límite** de molestia: $\Delta V_{10s} = 0,45\%$ (= 1 p.u. ΔV_{10}).

El cuarto valor mayor de ΔV_{10} se compara con el límite a corto plazo exigido. La media de los resultados de una hora se compara con el límite a largo plazo exigido [7].

4.10 La determinación del parpadeo en una instalación eléctrica.

Antes de instalar un aparato generador de fluctuaciones de tensión en una red, hay que conocer la tasa de parpadeo que aporta a la red. Esta tasa de parpadeo depende a la vez de las características del aparato y de las de la red a la cual está conectado.

La determinación previa del parpadeo se realiza mediante un análisis teórico de la red y del perturbador, y permite la estimación de la tasa de parpadeo.

Se presentan algunas reglas y métodos prácticos para evaluar el nivel de parpadeo emitido por un aparato perturbador. El análisis del parpadeo se realiza en el Punto Común de Conexión (PCC), o punto de la instalación común al perturbador y al alumbrado. En el caso de los perturbadores potentes, suele ser el punto de conexión de la red de la fábrica con la del distribuidor.

4.10.1 El método cualitativo

La primera y más sencilla determinación previa de flicker se realiza analizando la relación entre la potencia de la carga perturbadora y la potencia de cortocircuito de la red.

- como norma general, el parpadeo no provoca ninguna molestia si la potencia aparente del conjunto de las cargas perturbadoras es inferior al 1% de la potencia de cortocircuito de la red en el punto común de conexión,
 - entre el 1 y el 2% hay una zona de incertidumbre donde la molestia admisible depende en gran parte del tipo de carga, de la proximidad a las redes de alumbrado, etc.,
 - por encima del 2% hay que tomar medidas para reducir el parpadeo al nivel admisible.
- En la zona de incertidumbre y más arriba, es necesario conocer la tasa de parpadeo de la carga a instalar a fin de evaluar la necesidad de reducción del parpadeo. Se han propuesto varios métodos aproximados basados principalmente en la extrapolación de medidas de parpadeo tomadas de instalaciones semejantes o basados en un método

analítico que calcula el parámetro Pst de una instalación a partir de las características de la variación de tensión.

4.10.2 El método que utiliza la Curva de referencia Pst = 1

Este método está basado en el principio de que el nivel de parpadeo es proporcional a la amplitud de la variación de tensión. La curva límite de severidad del parpadeo de la CEI 868 (figura 7) da la amplitud límite de la fluctuación de la tensión en función de la frecuencia de dicha fluctuación. Esta curva corresponde pues a Pst = 1.

- Ejemplo:

Un perturbador crea un escalón de tensión con una amplitud del 0,9% con una frecuencia de repetición de 10 veces por minuto. Sobre la curva de referencia, el escalón de tensión máximo que da una molestia aceptable debida al parpadeo, leído sobre la curva de referencia, es $\Delta V_{Lim}=1,35\%$.

La fluctuación de $\Delta V= 0,9\%$ genera un nivel de parpadeo de:

$$Pst= 1 \times (0,9/1,35) = 0,67.$$

Para comprender mejor el procedimiento en la práctica, se muestra un ejemplo en el Anexo 1: Instalación de un equipo de soldadura.

4.10.3 El método analítico.

Este método [11] puede utilizarse de manera general para perturbaciones repetitivas. Como punto principal, incluye un coeficiente que depende de la forma de la variación de tensión.

El Pst puede estimarse según la fórmula:

$$Pst = 0,365 \cdot \Delta \cdot F \cdot r^{0.31} \cdot R$$

con:

$$\Delta V \quad , = \text{variación relativa de la tensión en \%}$$

r = tasa repetición de la variación de tensión (mn^{-1}),

R = coeficiente dependiente de la tasa de repetición ($R = 1$ para $r \leq 1000$ y disminuye muchísimo para $r > 1000$),

F = factor de equivalencia, dependiente de la forma de la fluctuación de la tensión ($F = 1$ para las fluctuaciones bruscas: escalones u ondas cuadradas, y $0,9 < F < 1$ para fluctuaciones suaves: sinusoides, rampas.).

■ Ejemplo:

Con los datos del ejemplo anterior ($\Delta V = 0,9\%$; $r = 10 / \text{mn}$; $R = 1,05$; $F = 0,98$):

$$P_{st} = 0,365 \times 0,9 \times 0,98 \times 100,31 \times 1,05 = 0,69.$$

CAPITULO 5

TECNICAS PARA CORREGIR LOS PROBLEMAS DEL PARPADEO O FLICKER.

5.1 Introducción.

Una gran variedad de equipo correctivo, diversos procedimientos y soluciones puede usarse para minimizar el parpadeo. En los siguientes párrafos se presentan los que más ocurren normalmente estos son comenzando por las más fáciles de implantar

- la elección del sistema de iluminación
- el ondulator
- la modificación del perturbador
- la reactancia de desacoplamiento
- los juegos del generador de motor
- los convertidores de fase
- los capacitores síncronos
- los capacitores en serie
- los capacitores en derivación
- los reguladores de voltaje
- los transformadores de acoplamiento
- los arrancadores del motor
- el mando de la excitación
- el mando de la carga
- la inclusión de los volantes de inercia
- la modificación del sistema

5.1.1 La elección del sistema de iluminación

Ya que existen fuentes luminosas más o menos sensibles al parpadeo, la solución evidente y la primera que hay que considerar es elegir bien estas fuentes.

Las lámparas fluorescentes tienen una sensibilidad a las variaciones de tensión dos o tres

veces menor que las lámparas de incandescencia. Así pues se presentan como la mejor elección. Además, la investigación de los fabricantes para mejorar la eficacia luminosa y reducir las dimensiones de sus productos, ha llevado a la creación de " balastros electrónicos", o alimentaciones de alta frecuencia (> 20 kHz) de los fluorescentes (tubos o lámparas fluo-compactas):

- mejora de la eficacia en un 10%,
- reducción del consumo de orden del 20%.

El comportamiento de las fuentes luminosas así realizadas, frente al fenómeno del parpadeo, también ha sido mejorado; sin embargo hay que notar que:

- su factor de potencia está cercano al 0,5,
- las corrientes armónicas que generan son muy importantes ($H_3 = 30\% H_1$),
- para adaptar el nivel de iluminación tienen que asociarse a reguladores especiales.

5.1.2 El ondulator

En el caso en que la molestia debida a un parpadeo se limita a un grupo de usuarios bien identificado, se puede considerar "limpiar" la línea de salida para la iluminación por medio de la instalación de un regulador de tensión o de un ondulator.

La inversión de una instalación como ésta puede ser relativamente pequeña, pero esta solución sólo es un remedio local.

5.1.3 La modificación del perturbador

El parpadeo puede atenuarse modificando el ciclo de funcionamiento de la carga perturbadora: ritmo de soldadura, rapidez de rellenado del horno, cuando la causa del parpadeo es el arranque directo y frecuente de un motor, puede adoptarse un modo de arranque que reduzca la sobreintensidad.

Para esto son posibles diversos esquemas:

- conexión de los circuitos de iluminación lo más cerca posible de la fuente de alimentación (transformador),
- aumento de la potencia del transformador común (con V_{cc} constante),
- disminución de la tensión de cortocircuito ($V_{cc} \%$) del transformador común (a

potencia constante),

- puesta en paralelo de transformadores suplementarios,
- en BT, aumento de la sección de los conductores,
- conexión de la carga perturbadora a una red de tensión más elevada,
- alimentación de la carga por un transformador independiente.

5.1.4 La reactancia de desacoplamiento.

Este procedimiento es muy eficaz, puesto que puede reducir las fluctuaciones en un factor de 10. Sin embargo, exige una configuración adecuada de la red: se inserta una impedancia en la alimentación de la carga perturbadora y en el circuito de alimentación aguas abajo de su punto de conexión (figura 5.9d). La caída de tensión en bornes de este “balastro” se invierte y, por medio de un transformador, se añade a la tensión de la arteria que no hay que perturbar. En la práctica, se trata de un auto-transformador especial. No hay atenuación del parpadeo aguas arriba del dispositivo.

5.1.5 Los grupos motor-generador.

Un grupo motor-generador reservado para la alimentación de la carga fluctuante es una solución válida si la potencia activa de esta carga es relativamente constante, pero su precio es elevado. Usando un esquema correctivo de grupos de motor-generador.

En general, es verdaderamente probable que un grupo motor-generador entre el aparato de utilización y el sistema de potencia de la máxima reducción posible en parpadeo, porque es eficaz minimizando tres de las características de carga más indeseables: la carga monofásica, el bajo factor de potencia, y la aplicación súbita. Donde el único enlace entre el motor y el generador es la flecha, las perturbaciones debidas a la carga monofásica o al bajo factor de potencia no son transferidas al sistema de potencia. La reactancia del mando del motor junto con el efecto del volante del motor y el retraso del generador en la transferencia de un cambio en la carga al sistema de potencia. La tasa a la que se disminuyen las caídas de voltaje y la menor probabilidad que el ojo pueda percibir este parpadeo.

Probablemente el grupo de motor-generador es el arreglo más costoso, más pesado, eficaz, y el que ocupa más espacio de piso que cualquiera de los diversos dispositivos

correctivos que puedan usarse. Pero el grupo de motor-generador tiene la ventaja de consistir completamente de equipo normal, y por consiguiente es confiable y bien entendido por los aparatos. El motor del extremo debe ser síncrono, de inducción jaula de ardilla, o de inducción de rotor devanado, el último normalmente se proporciona con un volante y un regulador del deslizamiento. El extremo del generador puede ser conveniente para el suministro de cargas tanto monofásicas o polifásicas.

Cuando un motor síncrono consume potencia adicional de la línea atrasa su caída en posición de fase. Esto causa una caída temporal de velocidad, pero el efecto que los volantes efectúan en el rotor tiende a oponerse a este cambio y suben temporalmente parte de esa energía rotatoria. Esto resulta en un "colchón" en la tasa de aplicación de carga al sistema de potencia, y una reducción material en la demanda pico que puede efectuarse para las cargas de corta duración comparadas con la mitad del periodo natural de oscilación electromecánica. Normalmente el periodo natural va entre 1/2 y 1 segundo, para cargas que duran aproximadamente 1/6 de segundo o menores, Pueden ser esperadas las reducciones sustanciales de demanda pico. Así, los mandos de los grupos motor-generador síncronos son bastante convenientes para las soldadoras de mancha y de costura que tienen un tiempo dentro "on" de 1 a 10 ciclos (en base de 60 ciclos). Igualmente, se aumentos o disminuciones súbitas de carga son protegidos desde el sistema de potencia si el factor de carga es alto, pero la carga está sujeta a las irregularidades violentas cortas. Esto es verdadero en hornos eléctricos por ejemplo, donde el factor de carga global es bueno, pero hay una considerable "agitación", en los cambios súbitos del factor de potencia y cortocircuitando las fases individuales. Para éste tipo de cargas, los mandos de motor síncronos son casi efectivos desde el punto de vista del parpadeo como los de inducción jaula de ardilla para este tipo de carga, y preferibles por otras razones.

Cuando un motor de inducción demanda potencia adicional de la línea, caer su velocidad. Su rendimiento, en el rango de operación normal, es estrechamente proporcional al deslizamiento, es decir, a la diferencia entre la velocidad síncrona y la real. Si de repente se aplica carga a un generador manejado por un motor de inducción jaula de ardilla, el sistema no siente el efecto total hasta que el grupo de motor-generador ha reducido la velocidad de velocidad casi síncrona a la velocidad de plena carga. Mientras, la inercia de los suministros de las partes giratorias abastecen la energía, y así la proporción en la que la potencia está demandando del sistema es reducido materialmente. Además, como en

el caso de mando de motores síncronos, si la carga del generador consiste en una serie de pulsos cortos, la carga está apagado antes que su efecto total sea transmitido al sistema de potencia, y por eso se disminuye la carga pico en el sistema. Porque realmente un motor de inducción debe reducir la velocidad, considerando que un motor síncrono meramente sigue los cambios de fase, la tasa de aplicación de carga al sistema de potencia es menor para los motores de inducción que para los motores síncronos. En un promedio, un grupo motor-generador de motores de inducción toma aproximadamente un segundo para transferir la carga plena a la fuente. Se muestra que este retrasa solo los resultados doblando el límite de percepción del parpadeo, comparados con la percepción debidas a la depresión súbita de voltaje de igual magnitud.

Si la carga pulsa varios segundos en último lugar, la potencia demandada desde los niveles del sistema fuera de a la cantidad de carga del generador más las pérdidas para mandos de motores de motores síncrono o de inducción jaula de ardilla. Normalmente la caída de voltaje en el sistema de potencia. durante este periodo de carga firme es alrededor de la misma para los mandos de motor síncrono o de inducción, suponiendo que la excitación del motor síncrono es constante. Aumentando la excitación del motor síncrono con la carga la regulación final del sistema puede hacerse muy pequeño. Sin embargo, desde el punto de vista del parpadeo los cambios de la excitación tales son normalmente imperceptibles debido al tiempo requerido para la corrección. Así, desde el punto de vista del parpadeo, la principal superioridad del motor de inducción al motor síncrono es el doble del límite de percepción, debido a la aplicación más lenta de carga. Esto particularmente es para que los pulsos cortos de potencia, digamos 1/2 segundo y menores, donde el grupo de inducción dibuja crestas considerablemente más bajas que el grupo síncrono.

Una extensa reducción material en parpadeo puede ser efectuada por el uso de grupos de motor generador equipado con volantes. En tales casos es usado un motor de inducción de rotor devanado, y rotor adicional o resistencias secundarias son conectadas externamente. Por estos medios, el deslizamiento a plena carga del motor puede aumentarse de 1 o 2 por ciento a 10 por ciento o más. Para transferir plena carga al sistema, el grupo debe reducir considerablemente la velocidad y entonces aprovechar completamente esta ventaja tomada de la inercia del grupo y, del volante adicional. La extensión para la cual la mejora por estos medios puede llevarse está limitado por el costo y en cada caso deben ser considerados por sus propios méritos. La limitación de

demanda pico probablemente no es más factible que para cargas en exceso de aproximadamente 3 segundos, pero no obstante la reducción de la tasa de aplicación de carga puede ser de beneficio.

Las figuras y 5.1 5.2 muestran en forma gráfica los puntos anteriormente discutidos. Estas curvas fueron calculadas usando constantes típicas de la máquina y para facilidad de calculo, las pérdidas fueron, despreciadas excepto cuando se usaron para calculaba cambios de velocidad en los juegos de la inducción.

Las curvas de Fig. 5.2 son para una carga en 1 1/2 segundos y fuera de 4 1/2 segundos. La curva (a) representa la carga dibujada por el grupo síncrono, y muestra que toma aproximadamente 0.2 segundos para la carga del sistema e igual a la carga del generador, y también que un "sobre-balance" de aproximadamente 35 por ciento hace subir para la deficiencia entre la entrada y rendimiento durante los primeros 0.2 segundos. Un balance similar ocurre cuando la carga es disminuida. La curva (b) muestra la carga dibujada por un motor de inducción jaula de ardilla normal sujeto al mismo ciclo de carga. Puede verse que los sistemas de carga construidos arriba están cerca de la mitad que de la tasa que para el motor síncrono, y que no se pone igual a la carga aplicada hasta el extremo de la aplicación de carga. La carga del sistema nunca excede a la carga desatendida aplicada, por supuesto, el motor-generador, las pérdidas fijas, y la diferencia entre la entrada y rendimiento durante la parte temprana del ciclo de carga es compensada por una persistencia exponencial similar de carga en el sistema durante algún tiempo después que la carga aplicada ha cesado. La curva (c) es para un motor de rotor devanado con una resistencia secundaria constante y un volante

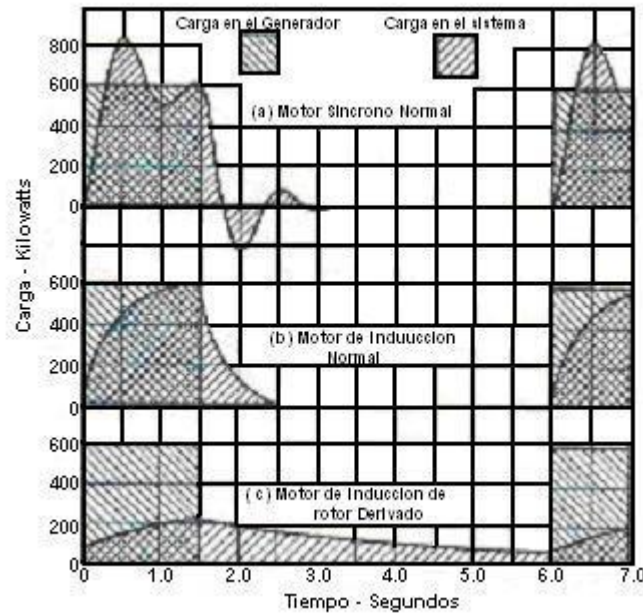


Fig. 5.1 Curvas mostrando la relación entre la potencia proporcionada por el generador y la potencia tomada del sistema para grupos de motor-generador usando tres tipos de motores. Carga del generador durante 1.5 segundos

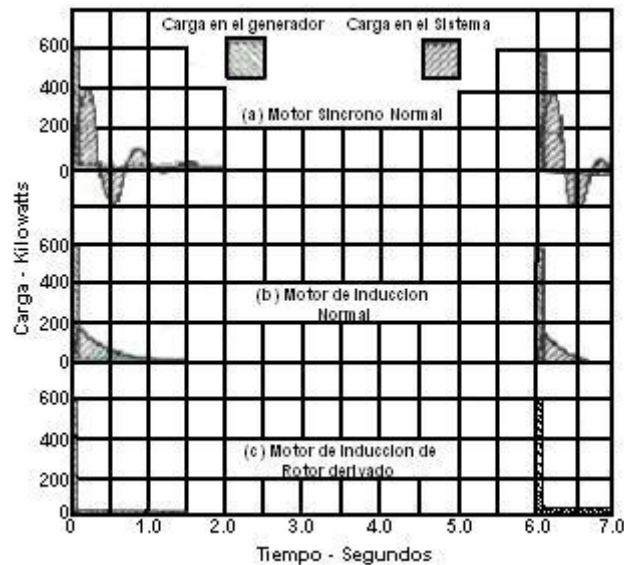


Fig. 5.2 Curvas mostrando la relación entre la potencia abastecida por el generador y la potencia tomada del sistema para el grupo motor-generador usando tres tipos de motores. Carga del generador durante 0.1 segundo.

. La relación entre el deslizamiento, el efecto del volante y el ciclo de carga es tal que aunque la carga del generador sigue dentro y fuera del sistema de carga nunca cae a cero. La tasa de aplicación de carga es muy baja, y la cresta del sistema es solamente cerca de una tercera parte de la cresta de carga.

Las curvas de la Fig. 5.3 son durante un ciclo de carga de 0.1 segundo dentro y 5.9 segundos fuera de. La curva (a) es para un motor síncrono y muestra que la carga pico del sistema está sobre las dos terceras partes de la carga del generador. La curva (b) es para grupos jaula de ardilla puesta y muestra una cresta del sistema menor de 1/3 del generador en cresta. La curva (c) es para el volante puesto y muestra una cresta del sistema de aproximadamente 3 por ciento de la carga pico.

Las figuras que 5.2 y 5.3 son de interés ilustrando la manera en la que el grupo motor-generador transfieren potencia de carga a la línea, y sugiere las condiciones bajo las que los varios motores son muy convenientes. Como se señaló previamente, el balanceo de fase y las calidades de mejora son normalmente los factores más valiosos en la corrección de parpadeo.

Hay tantas variables en la carga, el factor de potencia, ciclos debidos, etc., que figuras generales en la mejora que puede esperarse deben estar abiertas a la crítica. Sin embargo, para los propósitos muy aproximados, puede esperarse que si la carga cambia últimamente en un segundo o más, tanto los grupos síncronos o de inducción jaula de ardilla sin los volantes reducen la caída de voltaje a 1/6 para cargas monofásicas y a 1/3 para las cargas polifásicas. La perceptibilidad del parpadeo todavía está reducido más allá por la tasa más lenta a la que el voltaje se abate, particularmente con el grupo de inducción. Para cargas de muy corta duración tales como 1/6 de segundo y menor caída de voltaje puede reducirse a 1/10 o incluso 1/20.

Los grupos motor-generador deben estar hechos tanto con generadores monofásicos como trifásicos. Incluso cuando el generador es monofásico, se acostumbra usar un devanado de estator trifásico en estrella usando sólo dos piernas en serie. La tercera fase se devana para el posible uso futuro, o para aumentar sincronizando potencia si está en paralelo con otras unidades, o pueden ponerse bobinas falsas colocadas en las ranuras.

Si las cargas monofásicas serán llevadas, el campo debe construirse con baja resistencia y con los devanados reguladores para minimizar el calentamiento del rotor. En los tamaños más grandes, las máquinas monofásicas están montadas en resortes para minimizar la vibración debido al par pulsante causado por la operación monofásica.

Cuando más de un aparato de utilización está envuelto causando parpadeo, la pregunta de un solo grupo de motor-generador contra un grupo de motor-generador para cada uno tal carga debe contestarse. En estos casos es muy importante considerar la regulación del generador del grupo y como constante a un voltaje que es requerido por los aparatos de utilización. Por ejemplo, es frecuente encontrar que una fábrica está usando varias soldadoras eléctricas que producen 5 por ciento de depresión a voltaje de frecuencia muy inaceptable. Normalmente ésta caída del 5 por ciento no afecta la actuación de las soldadoras, y ellas podrían operarse al azar en el sistema de potencia. Sin embargo, si se usa un grupo motor-generador, la reactancia transitoria del generador es apta a ser tan alta como el 35 por ciento basada en su corriente tasada, y, suponiendo que en la soldadora la corriente reactiva iguala la tasa del generador, ocurriría una caída del 35 por ciento de voltaje. Si en un momento sólo se opera una soldadora, esto es bastante satisfactorio, cuando la derivación de la soldadora puede ponerse en base a "circuito cerrado" el voltaje, eso es, la regulación del generador puede tenerse en cuenta. Sin embargo, si se opera simultáneamente otra soldadora, aunque esté en otra fase, la caída adicional de voltaje, descompensada por el borne de la soldadora, es bastante para estropear la soldadura. Para operar simultáneamente varias cargas "agitadas" del mismo grupo de motor-generador, es necesario por consiguiente usar un generador sobredimensionado (desde un punto de vista térmico) para mantener la regulación dentro de los límites requeridos. Las soluciones alternativas son enclavar dispositivos de utilización para que ellos no puedan operar simultáneamente o para mantener grupos de motor-generador separados cada dispositivo. Otra alternativa es usar un mando común de motor y varios generadores separados en la misma flecha. El diseño fijo con un grupo motor-generador separado tiene la ventaja de permitir el funcionamiento, a capacidad parcial en caso de daño de un grupo, pero es más costoso.

5.1.6 El compensador asíncrono

Actualmente los compensadores síncronos se substituyen por compensadores estáticos, pero pueden resultar interesantes si ya están instalados y se les puede poner de nuevo en servicio.

Esta solución lleva a una reducción de fluctuaciones del 2 al 10% y hasta un 30% con los sistemas modernos de control electrónico

El compensador se complementa a veces con reactancias (lineales) de amortiguación instaladas sobre la alimentación

5.1.7 Los balanceadores de fase

En plantas industriales un gran porcentaje de las causas potenciales de parpadeo son dispositivos monofásicos. Una discusión sobre los balanceadores de fase, por consiguiente, es de interés, aunque ha habido pocos comercialmente instalado.

En un circuito monofásico el flujo de potencia pulsa dos veces a una frecuencia que la del suministro alterno, considerando que en un circuito polifásico balanceado el flujo de potencia es uniforme. Por consiguiente para efectuar una conversión entre un sistema monofásico y un sistema polifásico es necesario algún almacenamiento de energía. Este almacenamiento puede hacerse con dispositivos estáticos tales como inductancias y capacitores, o moviendo el equipo con inercia mecánica. Salvo los tamaños pequeños, el equipo estático no se ha encontrado comercialmente práctico todavía.

Una falta de apreciación de este requisito de energía ha llevado de principio a frecuentar propuestas de esquemas que intentan la conversión monofásico a la polifásica por conexión del transformador. La Fig. 5.4 es típica de estos esquemas. Esto no sólo es completamente ineficaz para su propósito intencional, si no también es malgastar la capacidad del transformador. Aunque todos los transformadores sean igualmente cargados, las corrientes demandadas de la fuente como las mostradas por las flechas de corrientes, son monofásicas todavía, y por consiguiente es preferible un transformador monofásico.

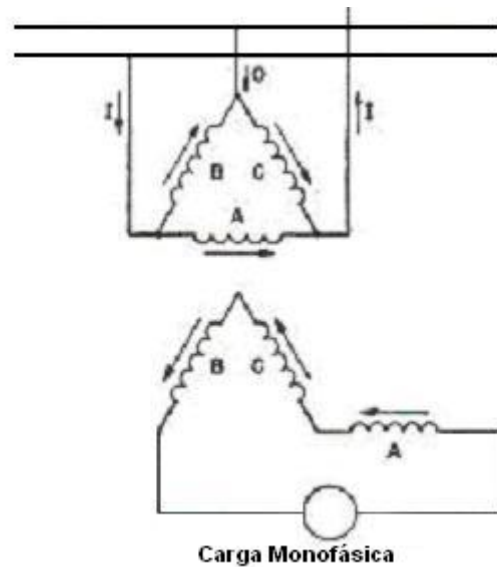


Fig. 5.3 Esfuerzo defectuoso para proporcionar potencia trifásica balanceada a una carga monofásica.

El tipo más familiar de convertidor de fase está mostrado en la Fig.5.6. Se ha usado extensivamente en electrificaciones de la vía férrea para convertir potencia monofásica desde el sistema de contacto a potencia trifásica para los motores de la locomotora; ¿es ésta verdaderamente la conversión balance de la fase. Como el mostrado, una máquina rodante de dos fases se conecta a las tres fases del sistema de potencia a través del equivalente de un transformador de Scott conectado que también sirve como el primario para el devanado de carga monofásica. La máquina de dos fases puede ser del tipo de inducción y sólo puede actuar como un convertidor de fase, o puede ser síncrono y también puede usarse para la corrección del factor de potencia. Debido a la regulación de la máquina, las corrientes de la fuente no son balanceadas durante las condiciones de carga variable, a menos que las derivaciones en el devanado del transformador varíen. Desde este punto de vista, no es muy conveniente para las cargas "agitadas". Donde hay varias cargas monofásicas separadas para ser alimentadas, la capacidad de un convertidor de este tipo debe ser igual a la suma de las cargas individuales. El convertidor tipo serie de fase se muestra en la Fig. 5.6. Este probablemente es muy eficaz para la conversión trifásica fase a monofásica, donde no se espera que la carga monofásica crezca, no puede distribuirse entre las fases, y donde ninguna corrección del factor de

potencia se requiere. Consiste de una máquina tipo serie de inducción contra rotacional, conectada a través de los transformadores de una manera que ofrezca una alta impedancia a la corriente de secuencia negativa entre la carga monofásica y el suministro trifásico

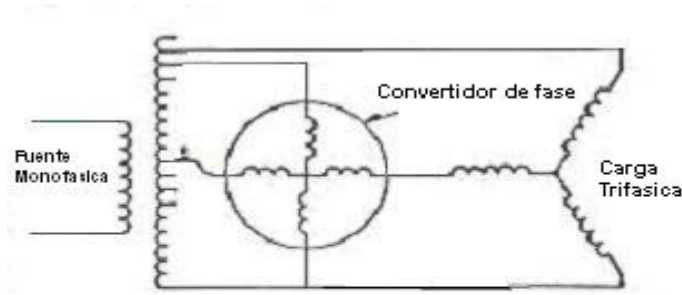


Fig. 5.4 Diagrama esquemático para el convertidor de fase usado extensivamente en electrificaciones de la vía férrea para convertir potencia monofásica del tranvía a la potencia trifásica para los motores de la locomotora. Una máquina rodando de dos fases se conecta a través del equivalente de un transformador de Scott conectado al sistema de potencia de trifásico.

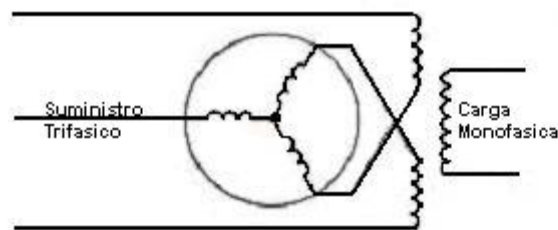


Fig. 5.5 Convertidor de fase tipo serie de trifásico a monofásico

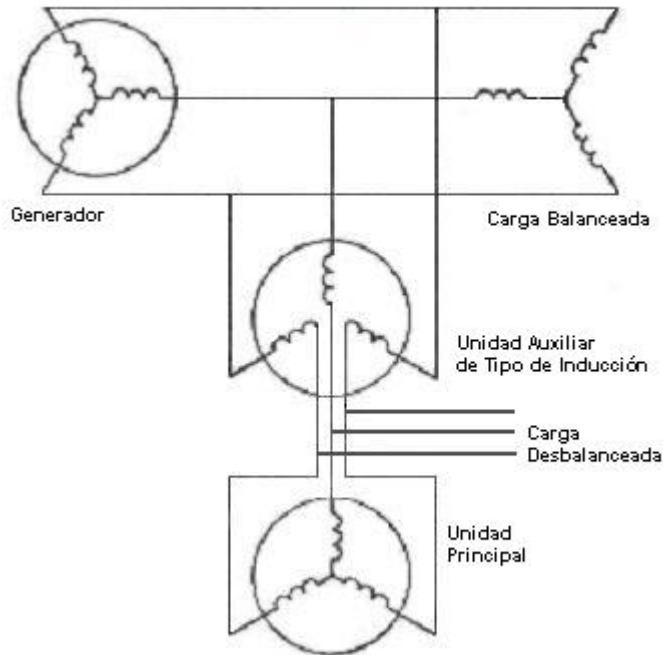


Fig.5.6 Impedancias tipo series para el balanceo de fases.

Cuando se aplica de repente una carga monofásica, resulta un transitorio magnetizante, de manera que la parte de la componente de corriente de secuencia negativa de carga se pase a la fuente. Aunque este transitorio disminuye en aproximadamente 0.1 segundo, atrasa considerablemente desde el valor del esquema para uso con cargas "agitadas".

Los balanceadores de impedancia serie mostrados en la Fig.5.7 consisten de una máquina auxiliar tipo de inducción en serie con el suministro polifásico y con la máquina principal en derivación. La carga monofásica es arrastrada entre los dos. La máquina serie gira opuestamente a la dirección normal para el voltaje aplicado de secuencia positiva, y por consiguiente, ofrece alta impedancia a las corrientes de secuencia negativa y baja impedancia a las corrientes de secuencia positiva. La máquina en derivación por consecuencia toma la componente de corriente de carga de secuencia negativa. La componente de corriente de carga de secuencia positiva es tomado por el sistema si la desviación es una unidad de tipo de inducción. Si una unidad del tipo síncrona se usa para la máquina en derivación, también puede tomar el componente resistiva de la corriente de carga con mando conveniente de excitación. Como con el convertidor de fase serie, la máquina serie no responde para cambios inmediatos de carga, y temporalmente

(para aproximadamente 0.1 segundo) algunas corrientes desbalanceadas son arrastradas de la fuente. El esquema, como el balanceador de fase serie, es inherente en su acción, no se requiere ningún regulador a menos que se use para la corrección del factor de potencia. Este método tiene una importante ventaja sobre los dos esquemas anteriores en que el tamaño de la máquina en derivación necesaria sólo es bastante para cuidar del desbalance de la carga máxima. Por ejemplo, si hay varias cargas monofásicas individuales como se ilustra en la Fig.5.8,

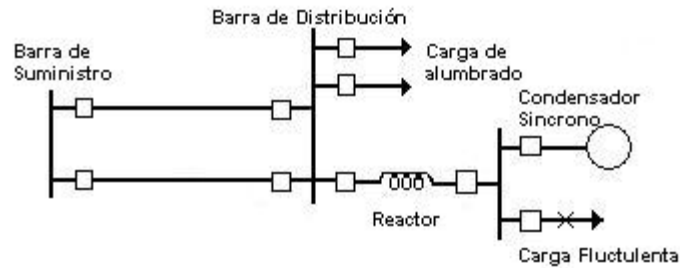


Fig. 5.7 Uso efectivo de un capacitor síncrono en conexión con una carga fluctuante.

Ellos pueden distribuirse entre las fases, y la máquina en derivación necesaria sólo lleva la componente de desbalance. Sin embargo la máquina serie debe tener bastante capacidad para llevar la corriente total de secuencia positiva.

Los balanceadores de fase, como una clase, no son, particularmente convenientes para la eliminación del parpadeo excepto quizás en casos limitantes donde sólo se requiera una mejora moderada (quizás una mitad de la reducción de la depresión de voltaje). En este caso ellos pueden ser el remedio más barato y más eficaz.

5.1.8 Los convertidores de fase

Las caídas de tensión producidas por cargas fluctuantes monofásicas se reducen mucho con convertidores de fases, grupos rotativos, transformadores con acoplamientos especiales o puentes de Steinmetz [3][4]. Este último permite el balanceado de una carga resistiva monofásica (figura 5.8).

Así una carga monofásica $S_m = P_m + jQ_m$ puede compensarse con una carga $-jQ$ sobre la misma fase. Con ello resulta una carga monofásica puramente resistiva que puede compensarse añadiendo admitancias inductivas y capacitivas sobre las otras dos ramas. Este montaje equivale a una carga trifásica equilibrada puramente resistiva de potencia $P_m/3$.

Cuando la carga monofásica S_m fluctúa mucho, un dispositivo de electrónica de potencia puede permitir una compensación dinámica, prácticamente en tiempo real. Lo mismo puede hacerse con un sistema trifásico desequilibrado, en cuyo caso el Puente de Steinmetz se convierte en un “compensador estático”.

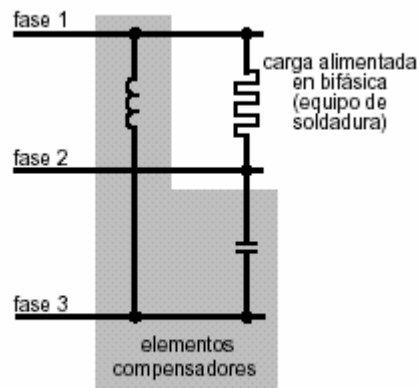


Fig. 5.8: Esquema del principio de montaje en puente de Steinmetz para la compensación de una carga bifásica

5.1.9 Los capacitores síncronos

Las depresiones de voltaje en un sistema de potencia que resulta de una carga aplicada repentinamente es igual al producto vectorial de la corriente y la impedancia del sistema que dan consideración apropiada a las posiciones del vector. Por consiguiente, una manera de reducir parpadeo es reducir la impedancia del sistema. Normalmente, la impedancia del sistema es predominantemente inductiva, y el parpadeo es causado por corriente de bajo factor de potencia para que la mayoría de la caída de voltaje sea debido

a la componente reactiva de la impedancia del sistema. Por ejemplo, suponga que la impedancia del sistema basada en la corriente de carga es 1 por ciento resistiva y 4 por ciento reactiva y la carga está a 50 por ciento de factor de potencia. Una aproximación cercana de caída de voltaje puede ser obtenida agregando sólo esos componentes De la caída de impedancia que está en fase con el voltaje. Así, la componente resistiva de la caída de la línea es el 1 por ciento veces resistiva el 0.5 por unidad de corriente o 1/2 por ciento, y la componente reactiva de caída de la línea es 4 veces por ciento de la reactancia o el 0.866 por unidad de corriente (para 50 por ciento de factor de potencia) o 3.5 por ciento. La caída de voltaje total es por consiguiente el 4 por ciento de los que 3.5 por ciento debido a la reactancia del sistema. Este predominio de la componente reactiva ha llevado a frecuentar propuestas para usar capacitores síncronos en paralelo con el sistema como un medio de reducir la reactancia del sistema y así mejorar las condiciones del parpadeo. Mientras éste método, en principio es factible, normalmente no es barato en la práctica, como una muestra de consideración breve. La reactancia del sistema al punto de servicio de un cliente pueden ir de una fracción de uno por ciento a 10 o más, pero en un promedio probablemente está alrededor de 5 por ciento, basados en la demanda del kva del cliente. La reactancia subtransitoria de un capacitor síncrono normal está alrededor de 25 por ciento de su capacidad. Por consiguiente, si se instala un capacitor síncrono de iguales kvas de capacidad que la carga la reactancia resultante es

$$\frac{5 \times 25}{30} = 4.2 \text{ por ciento y el parpadeo del voltaje es reducido a sólo } \frac{4.2}{5.0} = 84 \text{ por ciento de}$$

su valor sin el capacitor

La efectividad de un capacitor síncrono puede ser mejorado mucho por el uso de reactores entre el sistema de potencia y la carga y operando el capacitor desde el bus de la carga, como es mostrado por la Fig. 5.8. Este esquema permite mayores fluctuaciones de voltaje en el capacitor y, por consiguiente, ello causa a llevar una mayor proporción de la componente fluctuante de corriente. El voltaje del bus del cliente, por supuesto, sufre la misma fluctuación de voltaje, y este hecho más el hecho que sólo una cantidad limitada de reactancia serie puede usarse sin la operación del capacitor inestable, los límites de la magnitud de mejora. En la mayoría de los casos, es probable que una reducción de parpadeo a la mitad de su valor del descompensado es el límite económico de corrección por estos medios. Donde sólo esta cantidad de corrección es suficiente, el capacitor síncrono y el esquema del reactor serie pueden ser la mejor solución económica,

considerado la corrección del factor de potencia y el mando de nivel de voltaje son permitidos por el lujo de la máquina.

Se ha hecho la sugerencia de usar un mando para el capacitor síncrono para permitir valores más altos de reactancia serie sin inestabilidad. Este arreglo es el equivalente de un grupo motor-generador con un reactor conectado en paralelo en los extremos del motor y generador. Este esquema nunca se ha usado en práctica, pero los cálculos de la actuación y estimación del costo indican que hay pequeña ventaja comparada con el correcto grupo del motor-generador o con los esquemas del capacitor y reactor.

Los beneficios del uso de capacitores síncronos para la reducción del parpadeo dependen en una gran medida en cómo bajo las reactancias subtransitorias y transitoria pueden hacerlo. El capacitor síncrono moderno normal de polos salientes y de baja velocidad se ha desarrollado principalmente para la corrección del factor de potencia y mandos de voltaje de bajos costos, y de bajas pérdidas tienen relativamente alta reactancia. Una máquina típica tiene reactancias subtransitorias de secuencia negativa de aproximadamente 25 por ciento y una reactancia transitoria de 35 por ciento. Una reducción en estas reactancias normalmente resulta tanto en mayores costos y pérdidas. Los tipos de máquinas de alta velocidad (3600 rpm) de rotores cilíndricos inherentemente tienen reactancias más bajas, quizás la mitad o menos, pero el costo y pérdidas son mayores ambos. En tamaños más grandes y donde otras circunstancias son favorables, la economía global puede justificar el uso de capacitores síncronos con enfriamiento de hidrógeno de baja reactancia y de la alta velocidad al aire libre.

Otra manera de disminuir la reactancia del capacitor síncrono es usar capacitores en serie con las inductancias de las máquinas. La reactancia capacitiva anula parcialmente la reactancia inductiva de la máquina que da un reactancia total inferior. Este esquema debe ser teóricamente bastante eficaz y barato. Sin embargo, los capacitores serie pueden causar el disparo del capacitor síncrono. No se han explorado los límites de operación totalmente satisfactorio, y la predeterminación es difícil. Se espera que después de una instalación experimental de esta forma de compensación se tenga la información práctica disponible.

5.1.10 Los capacitores serie

La introducción de un capacitor en serie en la red (figura 5.9c) aguas arriba del PCC de la carga perturbadora y de los circuitos sensibles al parpadeo, puede reducir a la mitad las fluctuaciones de tensión. Esta solución presenta una ventaja suplementaria, pero también un inconveniente:

- la ventaja: asegura, además, una producción de energía reactiva;
- el inconveniente: hay que proteger los condensadores contra los cortocircuitos aguas abajo.

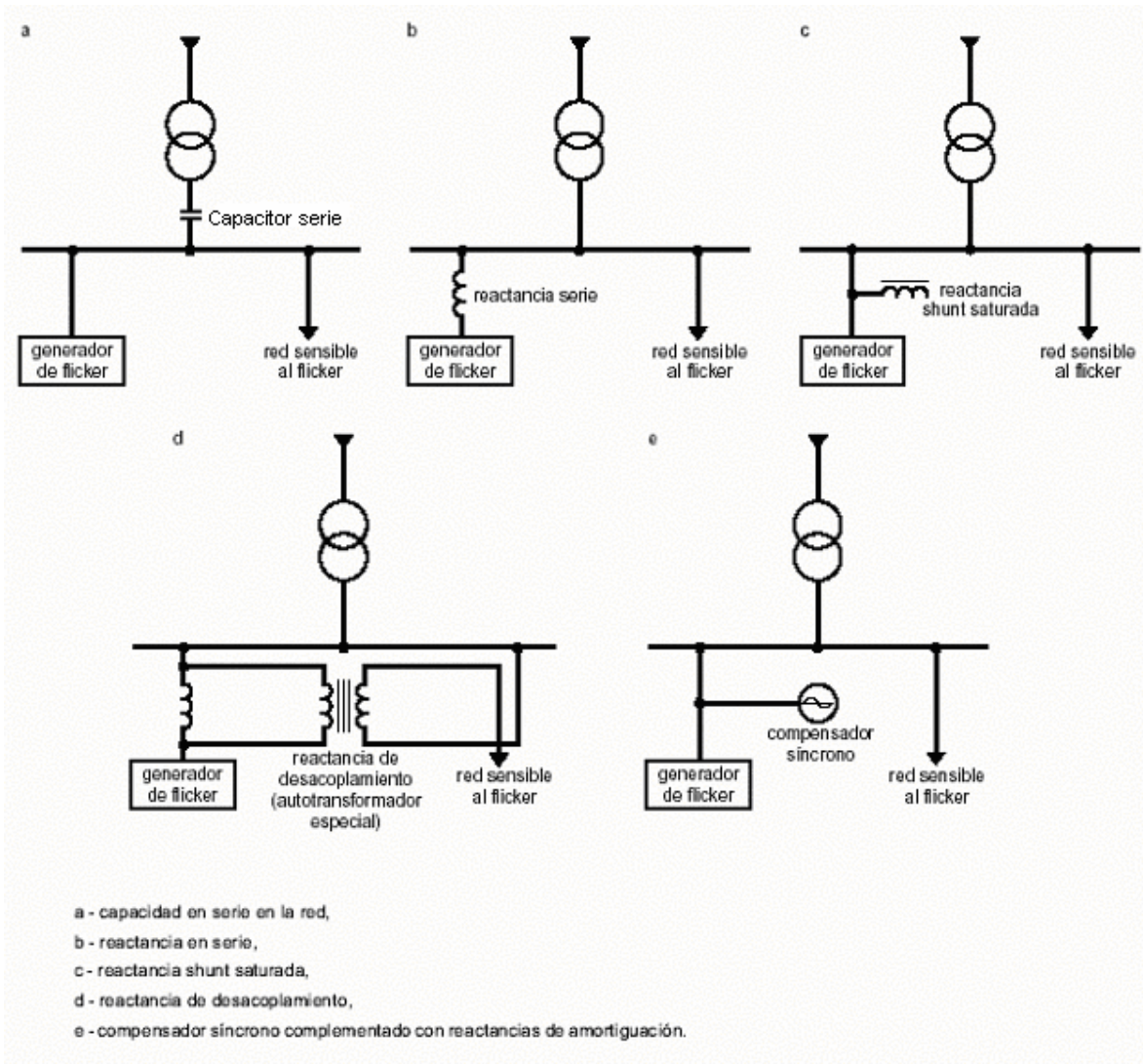


Fig. 5.9: Modificaciones de la instalación que permiten reducir el parpadeo.

La siguiente discusión está dirigida principalmente a aquellos aspectos de aplicación del capacitor que se relaciona al problema de parpadeo de la lámpara.

Hay dos usos principales de capacitores serie y depende si ellos corrigen para la inductancia del suministro o para el de la carga. Su uso más familiar es para la compensación de caída de la línea; la aplicación a la corrección del equipo es más reciente y muestra mucha promesas, cuando mejore condiciones en el sistema entero, considerando que los capacitores de la línea benefician a sólo esos clientes más allá del punto de instalación del capacitor.

Estando en serie con el circuito de potencia entero, los capacitores serie son instantáneos en su efecto correctivo. Ésta es quizás su más valiosa ventaja porque cualquier cambio en la corriente de línea causa actuales un cambio inmediato compensando voltaje. Otra ventaja es que ellos generan kva reactivo atrasados proporcional al cuadrado de la corriente y mejorando por eso el factor de potencia.

Desde el punto de vista de la operación, debido a aquellos problemas de calidad de energía que pueden ser minimizados o bien eliminados al emplear dispositivos de protección (por citar algunos) que sean compatibles en su operación y características de disparos con los equipos que van a proteger, así como en las condiciones de arranque o conexión de cargas grande en el caso de la presencia de armónicos se emplea filtros, o en problemas de factor de potencia se conecta al bancos de capacitores que deberán ser operados conforme sea la demanda de reactivos por parte del sistema.

Entre las medidas que se pueden adoptar para la corrección y prevención de los efectos de las variaciones lentas de tensión se encuentran:

- La utilización de reguladores en los transformadores de alta a media tensión y de tomas variables en los transformadores de media a baja tensión.
- Que los receptores tengan una tensión nominal igual a la de la red a la que van a ser conectados y su funcionamiento sea normal dentro de los márgenes de variaciones especificados en la normativa técnica.
- Instalación de protecciones de máxima y mínima tensión temporizadas para la protección térmica de los equipos. En los receptores cuyos márgenes en la tensión de operación sean menores que los admitidos para las variaciones de la tensión de la red, habrá que aplicar elementos de corrección:

Reguladores de tensión.

Acondicionadores de red

Conjunto motor generador

5.1.11 Los capacitores serie con la línea de suministro

Conectado en línea figura 5.9 muestra en (a) un esquema ordinariamente favorable a la aplicación de capacitores serie. Se supone que la subestación de transmisión tiene regulación de voltaje de bus para que el voltaje sea bastante constante. Las derivaciones del banco de transformadores y el alimentador de la línea de bajo voltaje a una subestación de distribución que sirve a la carga fluctuante y a las cargas de alumbrado; ninguna carga es abastecida en puntos intermedios entre las subestaciones. El capacitor serie puede instalarse cerca de la subestación de transmisión, como es mostrado en (b), o cerca de la subestación de distribución. Otra alternativa es instalar los capacitores entre el bus de la subestación de transmisión y el transformador de derivaciones (dependiendo sobre que voltaje es más conveniente para los capacitores normales). El voltaje a lo largo de la línea es mostrado por el diagrama en (c), La curva A muestra el voltaje descompensado y B el voltaje compensado. El punto de interés enfatizado por (c) es que el voltaje compensador se introduce en un paso mientras la caída de voltaje a lo largo de la línea es uniforme. Para este caso simple con ninguna carga de líneas intermedias, la pendiente de voltaje a lo largo de la línea es insignificante, y, sujeta a limitaciones resumidas posteriores, compensación completa de la caída de voltaje, a la subestación de distribución puede asegurarse.

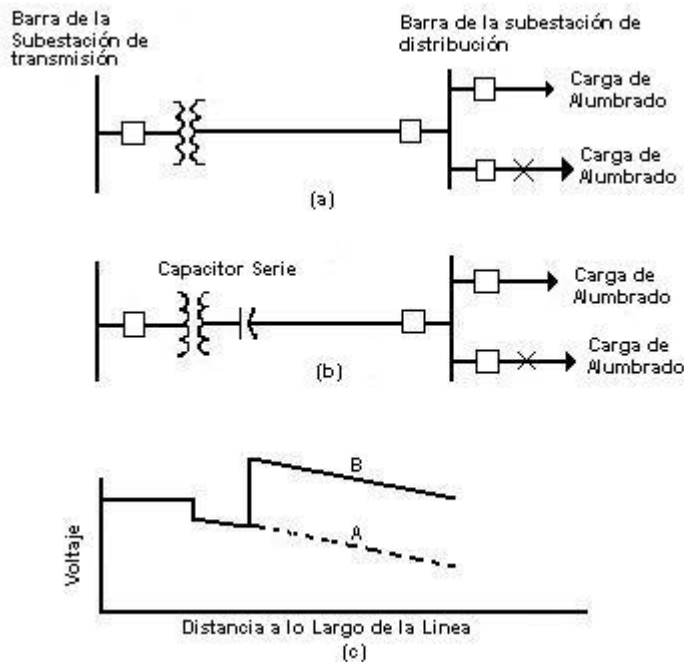


Fig. 5.10- Aplicación Típica de capacitores serie.

- (a) el esquema ordinariamente favorable a la aplicación de capacitores serie
- (b) la localización de capacitor serie
- (c) (A) Sin los capacitores; (B) con capacitores.

Los diagramas vectoriales para los capacitores serie a los diversos factores de potencia se muestran en la Fig. 5.11. Estos diagramas muestran que sólo la componente de impedancia inductiva de la línea es compensado por el capacitor. Sin embargo, si el factor de potencia del incremento de carga es bajo y constante, es posible de sobrecompensarse por la reactancia del sistema, y así en parte o completamente anular a la componente resistiva de la caída de la línea. Con cargas variables y factores de potencia este procedimiento puede causar características indeseables de regulación de voltaje y por consiguiente cada caso de sobrecompensación debe ser considerado por sus propios méritos.

Donde hay cargas distribuidas a lo largo de una línea, es necesario considerar la localización de los capacitores. El capacitor da su compensación plena de voltaje en el punto de su instalación, y por consiguiente inmediatamente delante de la carga y detrás del capacitor difiere en voltaje por la cantidad de compensación en el capacitor. En general, la mejor localización del capacitor es un tercio de la distancia eléctrica entre la fuente y las cargas productoras de parpadeo, como es mostrado por la Fig. 5.12.

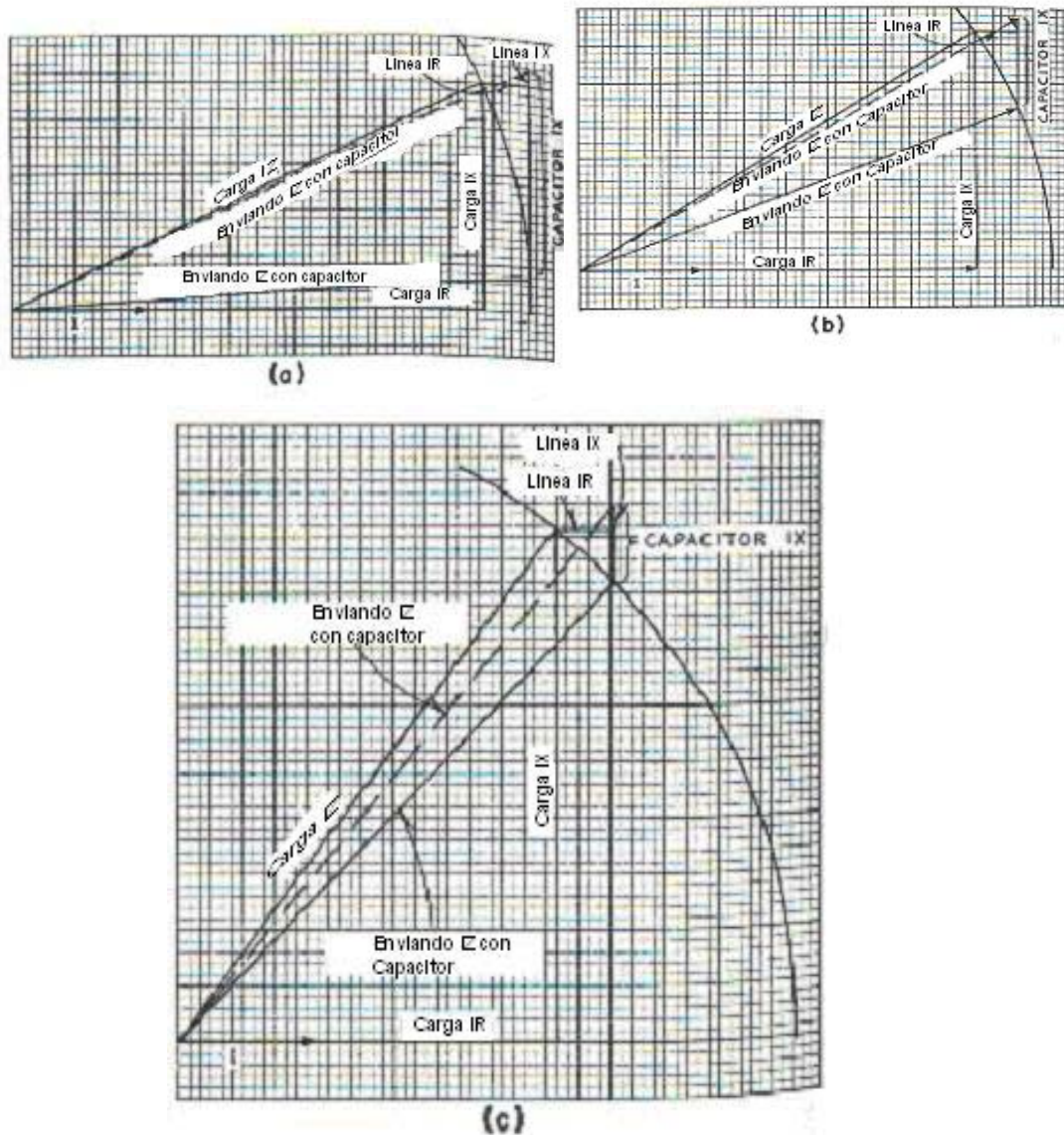


Fig. 5.11 El diagrama vectorial muestra caída de voltaje por el capacitor serie requerida si un capacitor se agrega para que el voltaje enviando estuviera igual que el voltaje del centro de carga cuando el factor de potencia de carga es (a) 90 por ciento; (b) 75 por ciento; (c) 60 por ciento.

En capacitores serie principales son efectivos reduciendo parpadeo causado por prácticamente todos tipos de cargas fluctuantes. Sin embargo, su efecto sólo está más allá de su punto de instalación de aquí que ellos no corrigen el sistema completo. Por ejemplo, un capacitor serie instalado simplemente adelante de la subestación B en Fig. 5.13 puede quitar la mayoría de la fluctuación de voltaje en ese bus. Sin embargo, en la subestación A, puede haber todavía considerable fluctuación de voltaje, cuando los

capacitores serie no corrigen los circuitos del suministro. Otro punto a ser notado de Fig. 5.12 es que el capacitor serie debe ser bastante grande para llevar todo las cargas más allá de su punto de instalación

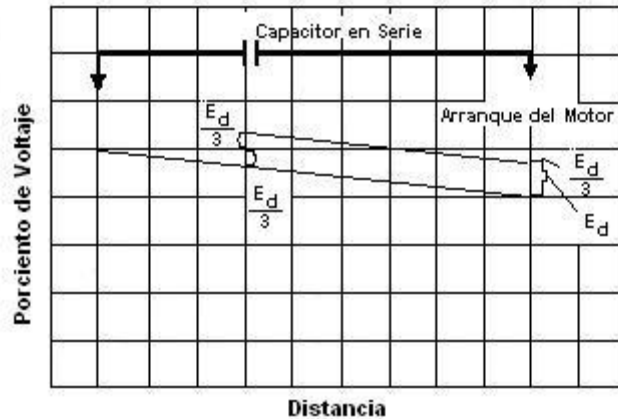


Fig. 5.12 Porcentaje de regulación de voltaje - en general, poniendo el capacitor serie aproximadamente a 1/3 de la distancia eléctrica entre la fuente y la carga, el voltaje en ambos lados de ellos permanecen dentro de más o menos los límites en la que el parpadeo no es inaceptable.

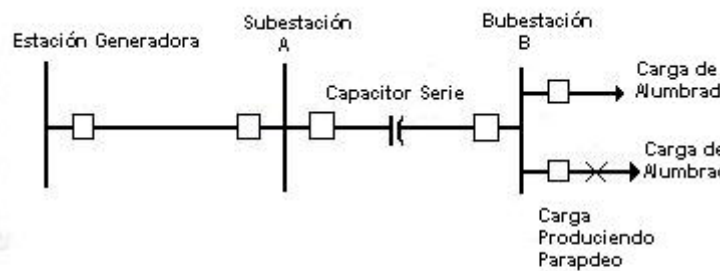


Fig. 5.13 Localización del Capacitor.

Por consiguiente, si el parpadeo producido por la carga es pequeño comparado con la carga normal, el costo del capacitor serie es también demasiado alto para la corrección obtenida. Los capacitores serie son por lo tanto baratos principalmente donde el parpadeo de la carga es una porción grande del total, donde la resistencia del circuito es igual o menor que la reactancia, donde la carga productora del parpadeo es de bajo factor de potencia, y donde los circuitos del suministro son bastante largos.

Bajo ciertas circunstancias los capacitores serie producirán, junto con otros aparatos, sobrecargas de voltaje o de corriente en la línea. La corriente magnetizante (inrush) de los bancos de transformadores, y la auto-excitación de los motores síncronos o los de inducción son algunos de los factores que causan este fenómeno que también están involucrados para lo tratado aquí.

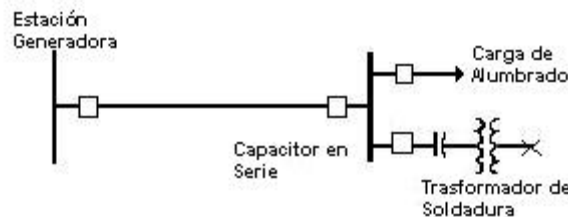


Fig. 5.14 Capacitor serie instalado con una soldadora como carga para reducir la demanda de KVA y mejorar el factor de potencia.

5.1.12 Los capacitores en serie con el equipo eléctrico.

Esta aplicación está limitada a la utilización de los equipos con una reactancia inductiva constante para los cuales es posible compensar con un capacitor serie, para que la carga demandada del circuito de suministro esté prácticamente en todo momento con factor de potencia unitario. Así, aunque la potencia demandada de la línea es todavía fluctuante, el parpadeo de voltaje resultante es muy reducido. La figura 5.13 muestra tal compensación aplicada a una soldadora de transformador. Ya que la propia carga se corrige, los beneficios se sienten en todo el sistema de suministro. Se han hecho varias aplicaciones con éxito tales como en soldadoras de mancha y soldadoras de costura.

5.1.13 La reactancia en serie

Utilizada en combinación con hornos de arco, esta solución puede reducir en un 30% la tasa de parpadeo.

La reactancia se inserta en serie con la alimentación de AT del horno aguas abajo del PCC (figura 5.9). Puede incluirse en el transformador del horno. Con frecuencia comporta un dispositivo de reglaje sin tensión (tomas atornilladas) y una posibilidad de cortocircuitado.

Su principal efecto “positivo” sobre las variaciones de tensión es que reduce la potencia de cortocircuito demandada por el horno. Además, estabiliza el arco del horno. Así las fluctuaciones de tensión son menos bruscas (“inercia electromagnética”) y el funcionamiento aleatorio (del arco) se reduce. La influencia de la reactancia sobre la emisión de parpadeo del horno puede estimarse por la modificación de la reactancia X_f o S_{ccf} (ver capítulo precedente). Su inconveniente: la propia resulta atravesada por la corriente de carga del horno y consume energía reactiva.

5.1.14 La reactancia saturada en derivación.

Esta reactancia conectada lo más cerca posible de la fuente del parpadeo puede reducir en un factor de 10 las fluctuaciones superiores a la tensión nominal; sin embargo es inoperante para las fluctuaciones inferiores puesto que la propia no se satura.

Estas reactancias presentan inconvenientes: consumen corriente reactiva, producen armónicos, y su precio es más bien elevado.

5.1.15 Los capacitores en derivación

Contrariamente a los frecuentes conceptos erróneos, los capacitores en derivación permanentemente conectados no tienen ningún beneficio minimizando el parpadeo; de hecho, ellos pueden hacerlo ligeramente peor. Un ejemplo muestra prontamente la razón. Un sistema con 10 por ciento de reactancia inductiva en el suministro que lleva y alimenta una carga intermitente que tiene una reactancia inductiva de 100 por ciento se muestra en Fig. 5.14 (a). La resistencia tanto en la línea y la carga deberán despreciarse para

simplificar el ejemplo, pero el mismo efecto general se observará si la resistencia estuviera presente.

Cuando el interruptor es abierto $E_L = E_S$. Cuando el interruptor está cerrado, el voltaje

$$E_L = \frac{+j100}{+j10 + j100} E_S = 91 E_S \text{ por ciento.}$$

La Fig. 5.14 (b) muestra un circuito similar excepto un capacitor que tiene una reactancia igual y opuesta al de la carga conectada permanentemente en el circuito. Cuando el interruptor está abierto, el voltaje

$$E_L = \frac{+j100}{+j100 - j10} E_S = 111 E_S \text{ por ciento}$$

Cuando el interruptor está cerrado, la impedancia neta de carga es $\frac{(-j100)(+j100)}{-j100 + j100} = \infty$ Esto significa que la combinación del

capacitor y el reactor no demandan ninguna corriente de la fuente, y $E_L = E_S$. Así, comparando los dos casos, sin el capacitor el voltaje cae de 100 por ciento a 91 por ciento, un cambio de 9 por ciento. Con capacitores, el voltaje cae de 111 por ciento a 100 por ciento, un cambio de 11 por ciento.

Los capacitores en derivación conectados a los equipo de utilización para que ellos sean interrumpidos de acuerdo con la carga, reduce la caída de voltaje. Para ser eficaz, el dispositivo de utilización debe dibujar una corriente que es substancialmente constante en magnitud y factor de potencia en el periodo "dentro" como, por ejemplo, algunos tipos de soldadoras de resistencia en los que se hacen largos arranques sin cambio de posición. El arranque del motor es un ejemplo de una aplicación a la que los capacitores en derivación no pueden ser usados eficazmente de esta manera para la reducción del parpadeo. La corriente de arranque del motor es aproximadamente seis veces la de plena carga. Si esta es neutralizada por un capacitor en derivación, la depresión de voltaje inicial es grandemente reducida. Sin embargo, cuando el motor aumenta la velocidad, el voltaje eleva el voltaje inicial anterior.

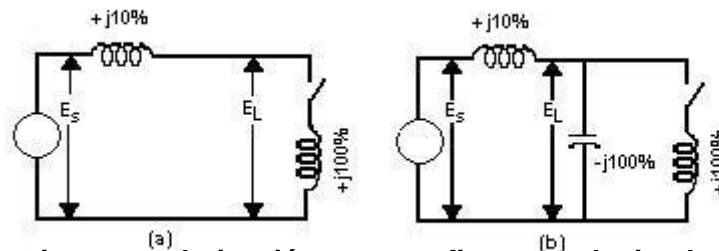


Fig. 5.15 Los capacitores en derivación no son eficaces reduciendo las depresiones de voltaje

5.1.16 Los reguladores de voltaje

Los reguladores de voltaje también son totalmente impropios para corregir el parpadeo. Esta declaración se aplica tanto a los generadores de voltaje reguladores de pasos o de inducción o reguladores tipo alimentadores. Estos dispositivos sólo operan con los cambios de voltaje; Además hay un retraso de tiempo antes que el voltaje sea restaurado al normal. Como es mostrado en la Fig. 5.3, cambios abruptos en voltaje, los primeros que los reguladores de voltaje no pueden eliminar, son los principales a los que el ojo humano es muy sensible. Por consiguiente, el parpadeo se percibe antes que el regulador incluso pueda arrancar. A veces se piensa que un regulador electrónico y un excitador pueden eliminar esta dificultad y pueden prevenir depresiones de voltaje. Sin embargo, la constante de tiempo del campo del generador que en grandes unidades es tan alta como de 10 segundos e incluso en máquinas muy pequeñas puedan ser de un segundo, hace corrección por este medio sea imposible. **El compensador estático (SVC)**

El equipo SVC -Static Var Compensator - sirve para compensar automáticamente la energía reactiva (figura 5.16). Su uso también permite reducir el parpadeo entre un 25% y un 50%.

La siguiente fórmula da un valor estimado del coeficiente de reducción del parpadeo que se obtiene con un SVC:

donde:

RSVC = factor de reducción de Pst,

SSVC = potencia del compensador (en VAr),

Sf = potencia del horno (en VA).

Su esquema de principio es el de la [figura 5.16](#). Incorpora unas inductancias de compensación, una batería fija de condensadores en derivación con un filtro y un dispositivo electrónico a base de tiristores o de IGBT. El dispositivo electrónico

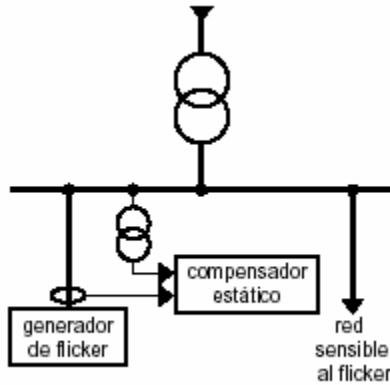


Fig. 5.16: Esquema de la instalación de un compensador estático.

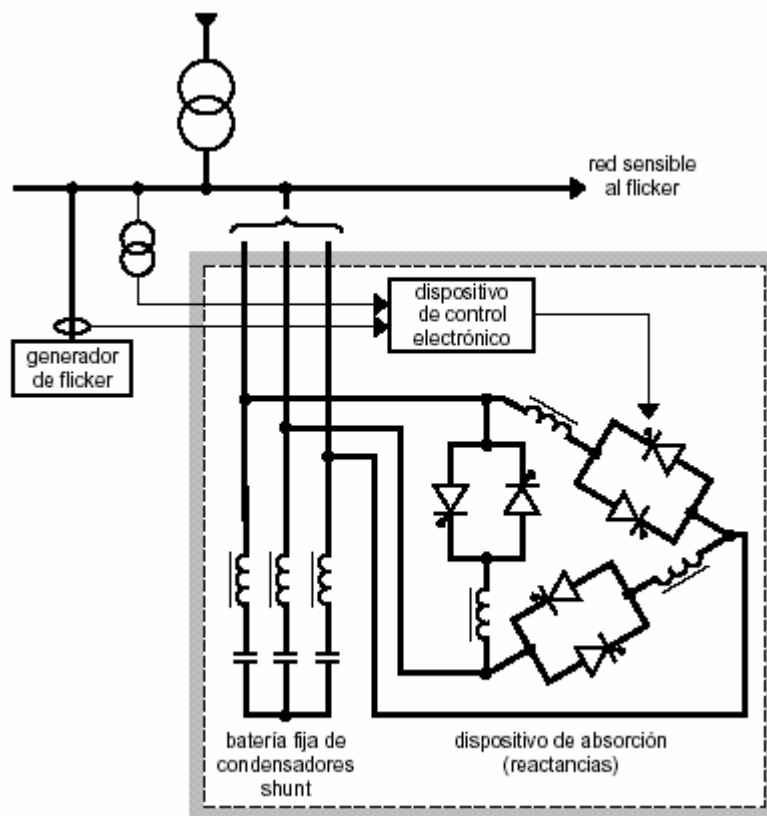


Fig. 5.17 Esquema simplificado de un compensador estático.

sirve para variar el consumo de energía reactiva de las inductancias para mantener prácticamente constante la potencia reactiva absorbida por el conjunto de generador de flicker, batería fija de condensadores e inductancias de compensación.

Esta compensación fase por fase es de un interés evidente con los hornos de arco cuyos regímenes de funcionamiento son esencialmente desequilibrados.

Los resultados de este tipo de compensadores son notables. Como ejemplo, en la tabla de la figura 5.18 se recogen algunas características exigidas por una acerería polaca

TABLA 5.1 Resultados obtenidos por la utilización de un condensador estático para un horno de arco.

tensión nominal de la red controlada	30 kV
potencia del SVC	50 MVar
factor de potencia	$\cos \varphi \geq 0,93$
tasa de distorsión en tensión	THD $\leq 1,5\%$
fluctuaciones de tensión	$\Delta v/v_N \leq 2\%$
desequilibrio de tensión	$v/v_N \leq 1,5\%$
Pst (en 30 kV)	1,1

5.1.17 Los transformadores de acoplamiento

Como es ilustrada en la Fig. 5.15, un transformador compensador es en efecto similar a un compensador de caída de línea usado en mandos de reguladores de voltaje sólo que el tamaño de los elementos es este son de un dispositivo de potencia en lugar del de un instrumento. La corriente dibujada por los pasos de carga produciendo parpadeo a través de una resistencia y una reactancia en derivación, y la caída de voltaje así creada se agrega al voltaje de la carga de alumbrado por medio de un transformador serie. Por apropiada selección de la resistencia, la reactancia, y la proporción del transformador serie, el parpadeo en el circuito de la iluminación puede ser eliminado casi completamente. A menudo pueden obtenerse resultados satisfactorios por medio de un transformador serie omitiendo la resistencia, y en tales casos, el aparato simplemente se vuelve un transformador con un entrehierro en su circuito magnético.

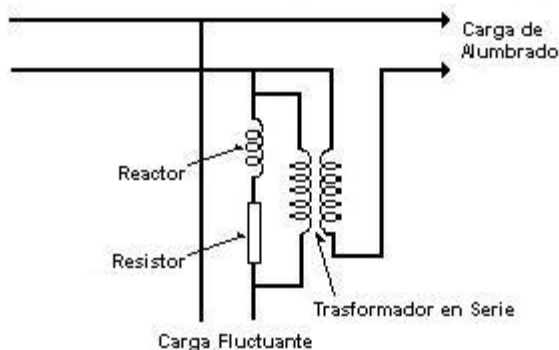


Fig. 5.18 Transformador compensador que puede usarse en casos muy especiales para reducir las depresiones de voltaje.

A pesar de la simplicidad técnica de este esquema, tiene limitaciones prácticas y económicas. Está aclarado que la mejora en el circuito de la iluminación se obtiene en el gasto de la carga produciendo parpadeo. Esto limita la aplicación a los casos donde la carga de la iluminación es sólo una pequeña proporción del total. En general, los equipos deben diseñarse individualmente para un conjunto de condiciones específicas, donde las proporciones y tamaño son afectadas por el voltaje, la caída de la línea, la corriente total de la línea y la proporción de las cargas. el sistema deberá hacer cambios necesario para su remoción, hay poca probabilidad de ser capaz de usar el transformador compensador en otra parte. El costo del aparato es bastante alto porque no es estándar.

5.1.18 Los arrancadores de salida del motor

Como se mencionó antes bajo el título "Equipo de utilización," la mayoría de los motores puede pueden ser iniciados directamente a través de la línea porque incluso los tamaños más grandes normalmente son proporcionados de alimentadores robustos comparados al tamaño del motor. Cuando éste no es el caso, puede requerirse un arrancador de salida si el arranque es frecuente. Es difícil de generalizar sobre la pregunta del arranque del motor, porque los casos individuales varían con el tipo, tamaño del motor, y el par de arranque de ambos motor y carga.

Ahora están usándose arrancadores "compensadores" mucho menos que los convencionales. Esto es debido grandemente a la aceptación de a través de la línea, pero también para la realización que las dos depresiones de voltaje causadas por el compensador puedan ser tan inaceptable como una depresión más grande cuando se inicia a través de la línea. A este respecto los reactores de arranque son superior, porque el circuito no se abre en la transición, y la operación del reactor cortocircuitando no puede producir una notable depresión de voltaje si el motor es substancialmente superior a la velocidad. Un reactor arrancador causa una mayor caída de voltaje inicial que un compensador, porque los kva de arranque se disminuyen directamente sólo con el voltaje de arranque y no como el cuadrado del voltaje.

Cuando la salida de carga continua del alimentador es igual que la del motor, el uso de motores de rotor devanado con arrancadores de resistencia por pasos en los circuitos del rotor normalmente evita el molesto parpadeo. El costo del motor y mando es mayor, pero

donde el motor está cercano del extremo de línea larga y es frecuentemente arrancado, ésta puede ser la opción más barata.

Donde no son arrancados frecuentemente los motores, pero donde las depresiones de voltaje resultantes son inaceptable todavía, de alguna forma debe garantizarse aumentar el arranque. En arrancadores de este tipo, la corriente del estator se aumenta en pasos hasta que marcha el motor, y el resto de la impedancia permanece desconectada del circuito después que el motor ha alcanzado la velocidad plena. No hay ningún arrancador normal de este tipo en el mercado, y los pocos que se han construido se han diseñado especialmente para el servicio particular. En general, ellos representan una combinación de auto-transformador y reactor arrancador, el cambio se hace sin abrir el circuito durante la secuencia entera.

Han sido empleados arrancadores de resistencia en los circuitos del estator. En pequeños motores de caballo de fuerza integrales el más simple y más barato de éstos es una resistencia de un solo paso que es desconectada después que el motor aumenta su velocidad. El arranque con reactor usado en motores más grandes, cortocircuitando las resistencias normalmente no causan una notable depresión de voltaje, y la depresión inicial está por supuesto reducida considerablemente. Los arrancadores de resistencia deben ser ajustables a los requisitos de las condiciones individuales extremas; puede ser deseable una resistencia variable. Estos arrancadores en general son más caros y más difíciles de mantener por personal inexperto.

5.1.19 El mando de la excitación.

Esto involucra incrementos de un solo paso de la excitación del campo de motores síncronos por interruptores accionados por el equipo causando el parpadeo. Este método generalmente es ineficiente para eliminar el parpadeo causado por las depresiones abruptas de voltaje como se explicó anteriormente bajo el concepto de "los Reguladores de voltaje". Sin embargo, puede reducir el ancho de la banda de regulación del voltaje que incomoda a las compañías del suministro de potencia causando la operación demasiado frecuente de reguladores del alimentador de voltaje considerablemente cuando ellos intentan compensar para los desbalances de voltaje. Los desbalances tales son causados por los continuos los molinos rodantes de tira continua, grandes palas eléctricas, etc.,

donde las variaciones de carga son grandes, pero donde las tasas de aplicación y desalojo son moderadas, digamos de 10 a 30 por ciento por segundo.

5.1.20 Los mandos de las cargas

En algunos casos es posible minimizar el parpadeo de las lámparas controlando los procesos industriales. Por ejemplo, en una planta que opera dos o más soldadoras trifásicas de resistencia, puede ser posible proporcionar enclavamientos para que no se opere más de uno al mismo tiempo. Un remedio de este tipo sólo es posible si el tiempo "dentro" es corto comparado al tiempo "fuera", por otra parte se retardaría considerablemente la tasa de la producción. Igualmente en trabajos con hornos la violencia de los desbalances de corriente durante la fundición puede ser reducido bajando la tasa de producción durante esta fase del ciclo. También es posible realizar operaciones produciendo el parpadeo en el momento cuando la carga de la iluminación es baja. El mando de la carga no es una solución general misma para la reducción del parpadeo, pero es empleado en muy pocos casos

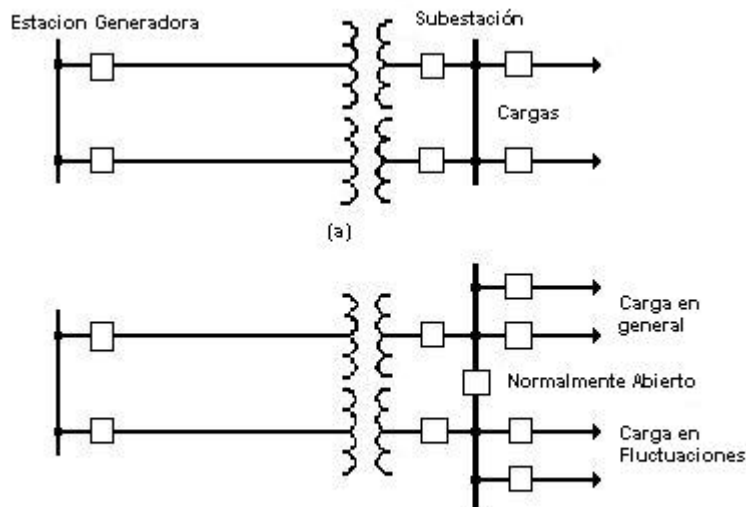


Fig. 5.19 Diseño del sistema (a) Carga fluctuante en el bus de la subestación afectadas todas las cargas alimentadas desde el bus.(b) Alimentadores de carga fluctuante separados del resto de la carga.

5.2 Las medidas correctoras del parpadeo.

Los niveles de emisión de parpadeo permitidos a los distintos perturbadores que se conecten a la red eléctrica están normalizados en las siguientes normas de compatibilidad electromagnética IEC 61000-3-3 para dispositivos con corriente nominal inferior o igual a 16 A, IEC 61000-3-5 para dispositivos con corriente nominal superior a 16 A y IEC 61000-3-7, para cargas fluctuantes de alta tensión. Estos valores se observan en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Valores Límite de Pst y Plt para Diferentes Niveles de Tensión.

Nivel	PST (p.u.)	PLT (p.u.)
Baja Tensión ($i \leq 16^a$)	1	0,8
Media Tensión	1	0,8
Alta Tensión	0,8	0,65

Desde el punto de vista de la emisión de perturbaciones, es necesario que las fuentes productoras de parpadeo dispongan de dispositivos adecuados que reduzcan estas posibles emisiones, como por ejemplo incorporar compensadores estáticos que son las medidas correctoras más habituales para instalaciones existentes. En otras situaciones, en especial cuando se trata de una instalación que se conecta a la red eléctrica por primera vez, se puede reducir la emisión de “flicker” con una adecuada elección del punto de conexión PCC.

En la figura 5.20 se considera el caso de un determinado perturbador productor de parpadeo que puede producir fluctuaciones de potencia desde 0,6 p.u hasta 0,8 p.u. Este perturbador se puede conectar a tres PCC distintos, todos tienen la misma potencia de corto-circuito, pero presentan distintas impedancias en el PCC. El cociente X/R es el cociente entre la reactancia en el PCC y la resistencia en el mismo punto. En la misma figura se observa como las fluctuaciones de tensión que se pueden producir en PCC, pueden ser prácticamente nulas para el caso de $X/R = 2,5$ o bien pueden alcanzar valores hasta del 3% en el caso de redes muy resistivas.

Si se hubiera analizado el índice de severidad de parpadeo Pst, se hubieran obtenido las siguientes conclusiones (figura 5.21).

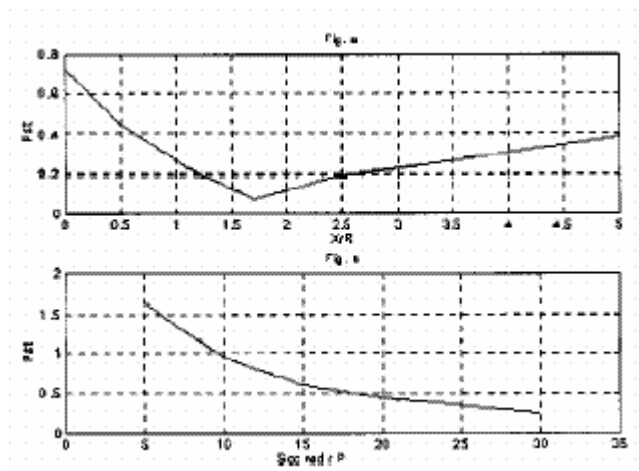


Figura 5.20 Índices de severidad de parpadeo para la carga perturbadora.

En la figura 3.20a se observa que se pueden obtener valores de Pst altos para redes resistivas (considerando en todos los casos un cociente entre la potencia de cortocircuito y la potencia nominal del perturbador de $Sc_{red}/P=20$); en la figura 5.20b para una impedancia fija se ha variado la potencia de la red a la que se puede conectar, obteniéndose como conclusión, que para redes más débiles los valores de Pst que se pueden alcanzar son mayores.

También se puede reducir el parpadeo actuando directamente sobre los dos factores de los que depende, en las cargas perturbadoras que lo provocan. Dichos factores son, por un lado, la magnitud de la fluctuación de la tensión y, por otro, la frecuencia de dicha fluctuación. A su vez, esta fluctuación viene determinada por fuertes variaciones de corriente que modulan la tensión de suministro. Por tanto, si se logran suavizar estas variaciones, por ejemplo, mediante el empleo (siempre que sea posible) de dispositivos de potencia limitadores, se reduciría la magnitud de la fluctuación de tensión y, por tanto, el parpadeo. El otro factor del que depende el “flicker”, ya se ha comentado que es la frecuencia de la forma de onda moduladora. Si fuese posible sin afectar a la aplicación, actuar sobre el control de una carga perturbadora, variando la frecuencia de las fluctuaciones del consumo a valores que no tengan efecto molesto sobre la percepción humana, o cuyo efecto se redujera en gran medida, se tendría la otra forma de paliar el parpadeo producido por la carga.

5.3 La inclusión de un volante de inercia

En ciertos casos particulares, una carga giratoria puede provocar fluctuaciones de tensión (por ejemplo un compresor volumétrico); un volante de inercia sobre su árbol motor las reduce. Una discusión general del efecto de los volantes se da bajo el concepto de "Grupos motor- generador", pero los mismos principios se aplican a los aparatos de mando directo. Este método tiene un considerable valor para las cargas mecánicas que tienen cortas duraciones con largos periodos "fuera", tales como las tijera grandes, las prensas de ponche, etc.,

5.4 La modificación del sistema en operación.

Según la estructura de la red, se pueden considerar dos métodos:

- o bien distanciar, es decir aislar, la carga perturbadora de los circuitos de iluminación,
- o bien aumentar la potencia de cortocircuito de la red disminuyendo su impedancia (en el Punto de Conexión Común, PCC).

Estas soluciones hay que recomendarlas siempre que sean aplicables y con preferencia a todas las demás (simplicidad de explotación).

Prácticamente en todos los casos del parpadeo causados por los equipos de utilización, hay una relación directa entre la cantidad del parpadeo y el tamaño del sistema de suministro de potencia. Por ejemplo, se supone que una soldadora causa un tres por ciento de parpadeo de voltaje en una subestación residencial, donde sólo es aceptable el uno por ciento. Triplicando el tamaño del suministro a la subestación se reducirían las fluctuaciones al nivel requerido, y esto constituiría una manera de eliminar el parpadeo. Si se multiplicara el número de líneas entrantes al banco de transformadores por tres probablemente sería la más costosa de todas las medidas correctivas posibles. Normalmente pueden hacerse cambios más baratos del sistema.

Una forma común de suministro a la subestación con dos o más alimentadores desde la estación generadora en paralelo con un solo bus se muestra en la Fig. 5.16 (a). Con este arreglo, todas las cargas alimentadas desde la subestación están sujetas a cualquier parpadeo producido en los alimentadores salientes. La figura 5.16 (b) muestra un bus de voltaje bajo dividido en dos secciones, uno para cargas residenciales y comerciales, el

otro para cargas industriales. Este esquema está basado en el hecho de que las fluctuaciones inaceptables de voltaje a los clientes residenciales es aceptable a los usuarios industriales. Hay probablemente una mayor tolerancia del parpadeo en trabajo de la tienda, que en el alumbrado residencial, y normalmente las plantas industriales sólo aceptarán el parpadeo cuando es causado por su propia operación.

Otros métodos de endurecimiento del sistema de potencia involucra cambiar el voltaje de la línea del suministro y golpeteos cercanos a altos voltajes, líneas de alta capacidad y agregar transformadores de más capacidad, o alimentando con una línea separada a la carga productora del parpadeo. Las condiciones locales determinarán qué medidas remediales son más convenientes en cada caso particular. De vez en cuando los aumentos del sistema están justificados de cualquier manera si la capacidad adicional puede necesitarse después.

5.5 La síntesis del capítulo 3

Se muestra en la [tabla 5.3](#) un mapa de referencia mostrando el resumen de las medidas disponibles en función de la carga que se pueden mejorar y aquellas más prometedoras para un tipo particular de parpadeo. ya que la mejor solución técnica no puede ser la más barata, y su rentabilidad se comparan desde ambos puntos de vista.

Tabla. 5.3: Las soluciones aplicables para reducir, o suprimir el parpadeo.

soluciones	cargas fluctuantes							
	arranque de motor		motor con carga fluctuante		horno de arco		equipo de soldadura	
modificación del perturbador	+	c	-		+	b	+	b
volante de inercia	-		+	a	-		-	
convertor rotativo	+	c	+	c	+	b	+	c
modificación de la red	+	b	+	b	+	a	+	b
capacidad serie	+	b	+	b	+	c	+	b
reactancia serie	-		-		+	a	-	
reactancia shunt saturada	-		-		+	c	+	c
reactancia de desacoplamiento	c	+	c	+	c	+	b	+
compensador síncrono	+	c	+	c	+	a	+	b
convertor de fase	-		-		+	c	+	b
compensador estático	+	b	+	b	+	a	+	b

- : técnicamente inadecuado
a : frecuentemente económico

+ : técnicamente posible
b : quizás rentable

c : pocas veces rentable

CAPITULO 6.

Bibliografía

- [1] R.C. Dugan, M.F. Mc. Granaghan, and H.W. Beaty, **Electric Power System Quality**, Mc.Graw Hill, New York, 1996.
- [2] W.E. Kanzibwe and M.H. Sendaula, **Electric Power Quality Control Techniques**, Van Nostrand Reinhold, New York.
- [3] G. T. Heydt, **Electric power quality, West LaFayette, In: Stars in a Circle, 1991**, Only obtainable from stars in a circle publications, 2932 SR 26 West LaFayette, IN, 47906.
- [4] E. Lakervi and E.J. Holmes, **Electricity Distribution Network Design**, Institution of Electrical Engineers, London, U.K., 1995, Chapters 4 and 12. 2nd ed.,
- [5] J.A. Burke, **Power Distribution Engineering Fundamentals and applications**, Marcel Dekker, New York 1994, Chapters 6 and 7.
- [6] F.S. Prabhakara, R.L. Smith, and R.P. Stratford, **Industrial and Commercial Power Systems Handbook**, New York : Mc.Graw Hill, 1996. Chapter 11.
- [7] J. Douglas Quality of power in the electronics age, EPRI Journal, vol. 10, no.9, November 1985, pp.6-13.
- [8] W.E. Kasibwe, R.J. Ringlee, G.W. Woodzell, and H.M. Sendaula, **Power quality: A review**, IEEE Computer Applications in power, vol. 3, no.1, January 1990, pp.39-42.
- [9] H.H. Kajihara, **Quality power for electronics, Electro-Technology**, vol 82, no.5, November 1968, p. 46
- [10] D.J. Hicker, Aircraft a.c. **electric system power quality, proceedings of the IEEE National Aerospace Electronics Conference**, May 1970, Dayton, OH. pp. 426-430

[11] R.K.Walter and H.Heinzmann, **A customer discusses airborne statics power conversion. Conference Record of the 4 th. Annual Meeting of the IEEE Industry and General Applications Group**, October 1969, Detroit,MI,pp.61-616.

[12] D.L:Plette **The effects of improved power quality on utilization equipment, proceedings of the IEEE National Aerospace Electronics Conference**, May 1969, Dayton,OH,pp 243-250.

[13] R.h : Mc.Fadden, **Power system analysis –wath it can do to industrial plants, Conference Record of the 5 th Annual Meeting of the IEEE Industry and General Applications Group**,October 1970, Chicago IL,pp.189-199, This paper also appeared in IEEE Transactions on Industry and General Applications, vol 7, no.2, March 1971, pp.181-188.

[14] P.M- Knoller and L. Lonnstam, **Voltage quality and voltage tendency recorders**, Siemens-Review , vol 36,no.8. August 1969, pp. 302-303.

[15] A. Lidholm, **Mattekniska halpmedel for desamningsgodheten lagspänningsnat (measuring techniques applicable to the determination of the voltage quality in low-voltage networks, in Swedish)**. ERA, vol 42,no.5,1969,pp.119-123.

[16] B.A. Konstantinov and G.L. Bagiev, **Financial losses due to deterioration of voltage quality, Electric-Technology –USSR**,vol1,1970,pp.119-123.

[17] **The IEEE standar dictionary of electrical and electronics terms**, 6 th ed., IEEE Std.100-1996, IEEE New York, 1997

[18] Allan R:N: **“Power system reliability assessment –A conceptual and historical review”** Elsevier Science Limited, Reliability Engineering and System Safety No.46 pp.3-13,1994

[19] Billinton,R:N., **“Reliability evaluation of power system”** Pitman Books New York and London,1984.

- [20] Ignoran, N.G.” **Introducing Custom Power**” IEEE Spectrum, pp 41-48 June 1995
- [21] Reason, J., “Special report: **Match customer service to need for reliability, quality**” Electrical World, pp.19-27.April 1995
- [22] Douglas, J., “**Power Quality Solutions** “ IEEE Power Engineering Review,pp.3-7, March 1994.
- [23] Warren,C.” **Utilities need a standard measure of performance**” Electrical World,pp.44-45.October 1991.
- [24] Billinton R,Billinton,J.E., “Distribution system reliability indices” IEEE Ttansactions on Power Delivery,Vol.4,No.1,pp.561-568, January 1989.
- [25] Billinton. R., Allan R:N., “**Reliability evaluation of engineering systems;concepts and techniques**” Second edition, Plenum Publishing Corporation, New York,1992.
- [26] **The Visual Perception and Tolerance of Flicker**, prepared by Utilities Coordinated Research, Inc-New York, 1937.
- [27]. **Lamp Flicker Awaits Ideal Motor Starter**, by L. W. Clark; Electrical World, April 9, 1938.
- [28]. L. G. Levoy, Jr **Power-Factor Correction of Resistance-Welding Machines by Series Capacitors**, A.I.E.E. Transactions, 1940.
- [29]. Concordia and Butler **Analysis of Series Capacitor Application Problems**, A.I.E.E. Transactions, 1937. Vol. 56.
- [30]. C. F. Wagner, **Self-Excitation of Induction Motors with Series Capacitors**, by A.I.E.E. Paper No. 41-139. Presented at Summer Convention, Yellowstone Park.

- [31]. C. P. Xenis and W. Perine **A Lamp Flicker Slide-Rule**, Presented at E.E.I. Transmission and Distribution Committee Meeting, Chicago, May 5, 1937.
- [32]. Committee on Electric Welding **Power Supply for Resistance-Welding Machines**, A.I.E.E.-Transactions, 1940. Vol. 59.
- [33]. Committee on Electric Welding **Power Supply for Resistance-Welding Machines-Factory Wiring for Resistance Welders**, A.I.E.E. paper 41-82-Contains a Number of Examples.
- [34]. A. S. Douglass and L. W. Clark **Power Supply for Welding**, The American Welding Society Journal, October 1937.
- [35] B. M. Jones and C. M. Stearns, **Large Electric Arc Furnaces-Performance and Power Supply**, A.I.E.E. Transaction, 1941. Vol. 60.
- [36] T. G. Le Clair **Arc Furnace Loads on Long Transmission Lines**, A.I.E.E. Transactions, 1940. Vol. 59.
- [37] B. M. Jones, J. M. Arthur, C. M. Stearns, A. A. Johnson, **10 000 kva Series Capacitor Improves Voltage in 66 Kv. Line Supplying Large Electric Furnace Load**, A.I.E.E. Transactions. Vol. 67, 1948.
- [38] R. O. Askey, **Voltage Translator Scheme Cuts Light Flicker due to Welders**, Electrical World, January 6, 1945, page 63.
- [39] B. M. Jones **Electric Arc Furnaces and Equipment Producing Heavy Fluctuations, Part II-the solutions**, by. Presented before E.E.I. Electrical Equipment Committee, Old Point Comfort, Va., October 10, 1950.
- [40] L. W. Clark **Power Company Service to Arc Furnaces**, A.I.E.E. Transactions 1935.

- [41] Allen G.W and Segal D. "**Impact of Utility Distribution Systems on Power Line Disturbances**" IEEE Summer Power Meeting Conference Paper Portland Oregon, U.S.A 1976.
- [42] Goldstein M. and Speranza P.D. "**The quality of use commercial ac power**" IEEE international telecommunications energy conference 1982 pp 28-33
- [43] Dugan, Mc. Granahan and Beaty "**electrical power systems power quality**" Mc Graw Hill, 1996
- [44] Williams and Griffith "**Evaluating the effects of motor starting on industrial and commercial power Systems**" IEEE trans on industry applications Vol. 14 no 4 July/ Aug 1978
- [45] Das J C. "**Effects of momentary voltage dips on the operations of induction and synchronous motors**" IEEE trans on industry applications Vol. 26 No 4 July/ Aug 1990
- [46] Enríquez Harper Gilberto y Espinosa Mendoza Luis Guillermo "**Aspectos generales sobre el concepto de calidad de la Energía Eléctrica**" Primer Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas México 1996
- [47] IEEE Working Group in Voltage Flicker "**Power Quality two different Perspectives**" IEEE trans on power Delivery Vol. 5 No 1, July 1993
- [48] Lamoree, Mueller and Vinnett "**voltage sags analysis case studies**" Proceedings of the, 3er International Conference on Power Quality " Pa 93 San Diego California, November 1993
- [49] Mc Granahan, Mueller and Samoty "**Voltage Sags on Industrial Systems**" IEEE trans on industry applications Vol. 29 No 2 March/ April 1993
- [50] IEC 6100-4-15: compatibilidad electromagnética (EMC). Parte 4: técnicas de mediciones y pruebas -sección 15. Flickermetro especificaciones funcionales y diseños. Buró central de la comisión electrotécnica internacional, 1997/11.

[51] IEC 61000-3-3: compatibilidad electromagnética (EMC). Parte 3: sección 3 -límites: limitación de fluctuaciones de voltaje y parpadeo en sistemas de suministro en bajo voltaje para equipos con corriente de salida menor de 16 A. Buró central de la comisión electrotécnica internacional, 1994.

[52] IEC 61000-3-5: compatibilidad electromagnética (EMC). Parte 3: sección 5 – límites: límites de fluctuaciones de voltaje y Flicker en sistemas de suministro en bajo voltaje para equipos con mayores corrientes de salida que 16 amperes. 16 A. Buró central de la comisión electrotécnica internacional, 1995.

[53] IEC 61000-3-7: compatibilidad electromagnética (EMC). Parte 3: sección 7 – límites: gravamen de límites de misión para cargas fluctuantes en sistemas de media y alta potencia. Buró central de la comisión electrotécnica internacional, 1996.

[54] Comisión electrotécnica internacional. Flickermetro. Evaluación de la severidad del parpadeo. Norma IEC numero 808668-0. Buró central de la comisión electrotécnica internacional. Enmienda 0, 1990.

[55] Amarís, H Usaola, J “Un nuevo Filtro de Carga P_{st} para el Flickermetro en el dominio de la Frecuencia” ETEP. (Aceptado para publicación).

[56] James McKim. “El Flickermetro UIE Demostrado” complicaciones de ingeniería, mayo/junio 1999.

[57] Mediciones y Evaluación de Parpadeo (segunda edición revisada). Unión internacional de electrotermia. Perturbaciones GDT.

[58] Mediciones y Evaluación de los niveles de emisión de Parpadeo desde una carga particular Fluctuante (Primera Impresión). Emmanuel DeJaeger. ME.

Normas

CEI 555-1: UNE 21806-1:1990: Perturbaciones producidas en las redes de alimentación

por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 1: Definiciones.

CEI 555-2(*): UNE 21806-2:1990:

Perturbaciones producidas en las redes de alimentación por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 2: Armónicos.

CEI 555-3(*): UNE 21806-3:1990:

Perturbaciones producidas en las redes de alimentación por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 3: Fluctuaciones de tensión.

CEI 868

UNE-EN 60868-0: 1995: Medidor de flícker, especificaciones funcionales y de diseño.

UNE-EN 60868-0:1997: Medidor de flícker. Parte 0: Evaluación de la severidad del flicker.

Normas de Compatibilidad Electromagnética

CEI 1000-2-2:

Niveles de compatibilidad para las perturbaciones conducidas en baja frecuencia y la transmisión de señales en la red pública de alimentación de baja tensión. 1990.

CEI 1000-3-3: UNE-EN 61000-3-3:1997:

Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3: Límites. Sección 3: Limitación de las fluctuaciones de tensión y del flicker en redes de baja tensión para los equipos con corriente de entrada Δ 16 A.

CEI 1000-3-5:

Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3: Límites. Sección 5 Limitación de las fluctuaciones de tensión y del flicker para los equipos con corriente de entrada >16 A por fase.

CEI 1000-4-15: UNE-EN 61000-4-15:1999:

Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y medida. Sección 15: Medidor de flicker. Especificaciones funcionales y de diseño. Norma básica de CEM.

EN 50160: UNE-EN 50160:1996:

Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

NF C15-100: Installations électriques \ddagger Basse Tension: Éagles - 1991

Las normas CEI 555-2, CEI 555-3 y sus equivalentes en castellano UNE 21806-2 y UNE 21806-3 son normas que están anuladas. Las vigentes en el momento de la traducción (septiembre 2001) son las siguientes:

UNE-EN 61.000-3-2:1997, que sustituye a UNE 21806-2.

UNE-EN 61.000-3-3:1997, que sustituye a UNE 21806-3.

Publicaciones diversas

[1] W. MONBAUER, et **Flicker caused by interharmonics**. Archiv Bd. 12 1990.

[2] P. MEYNAUD, **Flicker et conditions de raccordement díappareils produisant des variations rapides de tension**. RGE 11/71.

[3] G. BONNARD; G. DECHARTE. **Condition de raccordement d'équipement générateurs de fluctuations rapide de tension (fours \ddagger arc, machine \ddagger souder)**; Bulletin DER d'EDF; nº 4 - 1982.

[4] Technique de l'ingénieur; Fluctuation rapide de tension et flicker.

- [5] A. ROBERT; J. ARQUET: **Evaluation de la qualité de la tension point de vue harmonique, flicker et déséquilibre**; août 1992. Cigré 36-203
- [6] A. ROBERT; M. COUVREUR **Recent experience of connecting of big arc furnaces with reference to flicker level**. CIGRE 36-305.; août septembre, 1994.
- [7] M. Sakulin, H.Renner; **Strategy for worldwide applicability of the UIE/ IEC flickermeter**; Institute of Electrical Power Systems, University of Technology Graz, Austria.
- [8] P. DUVEAU **Flickermètre numérique.**, RGE 11/71.
- [9] . N. SAITO; I. KOBAYASHI **Investigation and analysis of voltage fluctuation in DC arc furnaces**.
- [10] A. ROBERT;M. COUVREUR **Arc furnace flicker assessment and prédiction. Evaluation et prédétermination de flicker pour des fours à arc.**
- [11] C. MIRRA **Connection of fluctuating loads.**; IUE : International Union for Electroheat, WG disturbances, Tour Atlantique - Cedex 6 – 92080 Paris-la Défense. 1988.
- [12] Collection Electra **Guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usines.**, Ed. DOPEE 85, Diffusion Lavoisier.

CAPITULO 7.

APENDICE A

TABLA 7.1 Normas y estándares de calidad de la energía a nivel mundial.

	Estándares de Calidad de la energía del IEEE
IEEE SCC-22:	Comité Coordinador de Normas de Calidad de Potencia
IEEE 1159:	Monitoreo de Calidad de Potencia Eléctrica
IEEE 1159.1:	Guía para Registro y Requisitos de adquisición de Datos
IEEE 1159.2:	Caracterización de Eventos de Calidad de Potencia
IEEE 1159.3	Formato de Archivo de Datos para Intercambio de Datos de Calidad de Potencia
IEEE P 1564:	Índice de Depresiones de Voltaje
IEEE 1346:	Compatibilidad de los Sistemas de Potencia con el Equipo de Proceso
IEEE P 1100:	Potencia y Aterrizamiento de Equipo Electrónico (libro esmeralda)
IEEE 1433:	Definiciones de Calidad de Potencia
IEEE 1453:	Parpadeo de Voltaje
IEEE 519	Control de Armónicos en Sistema Eléctricos de Potencia
IEEE P519A:	Guía para Aplicar Límites en los Sistemas de Potencia
IEEE P446:	Potencia de Emergencia y Reserva:
IEEE P1409:	Potencia de Distribución
IEEE P154:	Fuentes Distribuidas e Interconexión de Sistemas de Potencia .
Normas de Calidad de la Energía en la Milicia de E:U:	
PSL:	Compendios preparados de varias normas de Calidad de la Energía
Normas Europeos	
EN 5060:	Características de Voltaje de electricidad abastecida para sistemas Públicos de Distribución
IEC	Normas de Calidad de Potencia
	Definición y Metodología
61000-1-X:	Entorno (ejemplo: 61000-2-4 Niveles de compatibilidad en
61000-2-X:	Plantas Industriales) Límites (ejemplo 61000-3-4 son límites de emisión de armónicos)
61000-4-X:	Pruebas y Mediciones (ejemplo 61000-4-30 son mediciones de calidad de

	potencia
61000-5-X	Instalación y Mitigación
61000-6-X	Inmunidad Genérica y normas de emisión
IEC SC 77:	Fenómenos EMC de Baja Frecuencia equivalente esencialmente a “calidad de potencia”
TC 77/WG 1:	Terminología (parte de los comités de patrones técnicos)
SC 77/WG 1:	Armónicos y otras perturbaciones de baja frecuencia
SC 77 A/WG 6:	Pruebas de inmunidad de baja frecuencia
SC 77 /WG 2:	Fluctuaciones de Voltaje y otras perturbaciones de baja frecuencia
SC 77 A/WG 8	Interferencia electromagnética relacionada a la frecuencia de redes
SC 77 A/WG 9	Método de medición de Calidad de Potencia
SC 77 A/PT	Panorama de normas de emisión y guías
61000-3-1	Reporte Técnico
SEMI	Normas

APENDICE B.

7.2 Los medidores del parpadeo.

7.2.1 la evolución y las perspectivas de los medidores del parpadeo.

Un primer flickérmeter numérico totalmente estático lo realizó P.Duveau de la EDF en 1971 [8]. Los flickérmeters actuales proporcionan un gran número de parámetros distintos de medida o de análisis: valor eficaz de la señal, sensación del parpadeo instantáneo, dosis de parpadeo por minutos, FPC, análisis estadístico, cálculos de los valores Pst y Plt, etc.

La calidad de la onda de tensión, es un término que en el campo de la ingeniería eléctrica se está empleando cada vez en mayor medida. En muchas situaciones, la señal de tensión está distorsionada, presenta fluctuaciones que dependiendo de su amplitud y de su frecuencia de repetición pueden originar el parpadeo o la fluctuación de la luminosidad de las lámparas incandescentes. Este fenómeno visual conocido como "Flicker" puede afectar la calidad de la onda de tensión de una gran cantidad de consumidores que reciben suministro eléctrico de la red.

Para evaluar la sensación de sensibilidad de las personas ante estas señales de tensión distorsionadas, la Unión Internacional de Electrotecnia propone utilizar un medidor de flicker o flickérmeter que aparece especificado en la norma IEC 61000-4-15.

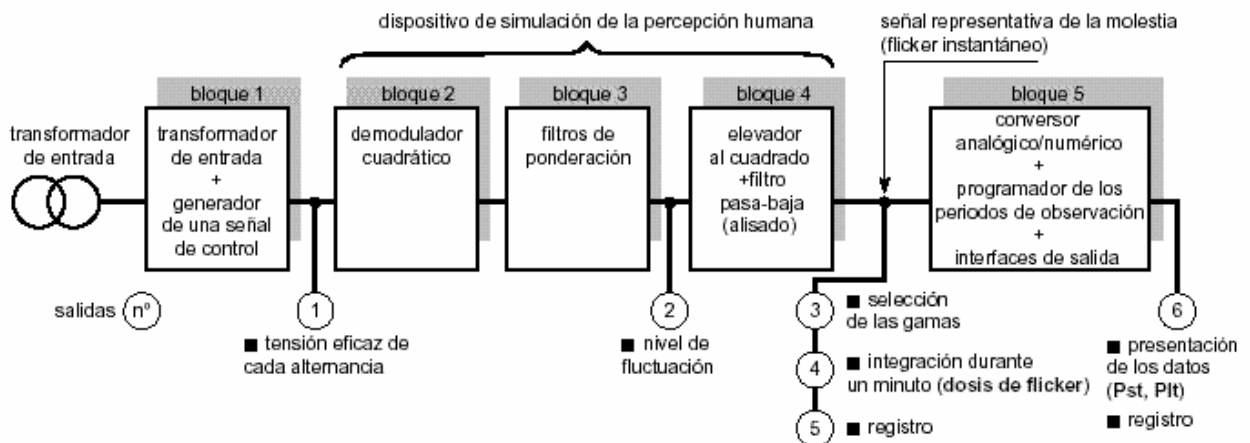
La percepción visual de las variaciones de la luminosidad en las lámparas, causadas por variaciones en la tensión de alimentación es el fenómeno que se conoce como "flicker" o parpadeo. El "flicker" depende de la amplitud, de la frecuencia y de la duración de las fluctuaciones de tensión en el ámbito de bajas frecuencias entre 0,5 y 30 Hz. Estas fluctuaciones de tensión no suelen tener una amplitud superior al $\pm 10\%$, por lo que muchos equipos no se ven afectados por ellas. Los principales receptores que ofrecen mayor sensibilidad a estas variaciones de tensión son las lámparas incandescentes; y debido a su uso extendido, el "flicker" se define en términos del comportamiento de este tipo de dispositivos. No obstante, también puede observarse parpadeo en lámparas fluorescentes. Entre ellas, las que presentan una mayor inmunidad al fenómeno son las

que se alimentan por balasto electrónico frente a las que se alimentan a través de una reactancia convencional.

Las variaciones de tensión que ocasionan sensación de parpadeo, a su vez, consisten en una modulación de la envolvente del valor eficaz de tensión con distintas ondas moduladoras (sinusoidal, rectangular, en escalera, etc.), que puede aparecer por causas diversas. La más común es la presencia en la red de suministro, de cargas variables que absorben corrientes, por tanto, variables. Estos consumos variables, a través de la impedancia finita de la red de suministro, producen en ella caídas de tensión variables que originan el parpadeo de la luminosidad de las lámparas incandescentes. La forma de onda moduladora más presente en la práctica es la rectangular y, aunque en menor medida debido a la menor presencia de las cargas que la provocan, la forma de onda en escalera.

Los principales productores de parpadeo son de tipo industrial como máquinas de soldadura por resistencia, hornos de arco, laminadoras, máquinas-herramienta, etc. Sin embargo, pequeños aparatos de uso doméstico o similares accionados por motor (refrigeradores, lavadoras, equipos de aire acondicionado, impresoras láser, fotocopiadoras, etc.), debido a su empleo generalizado, también pueden ser fuentes productoras de parpadeo.

Figura 7.1 Flickérmetro analógico de la UIE



La Unión Internacional de Electrotermia (UIE) ha elaborado un criterio de evaluación de parpadeo y un medidor de parpadeo o flickermetro, Este instrumento, analógico, adoptado por la mayor parte de los países que forman la CEI (Comisión Internacional de la Electricidad) está referido a la sensación de parpadeo percibida tomando como fuente de luz una lámpara incandescente de 60 W y a los sistemas de distribución de baja tensión de 230 V y 50 Hz. El flickermetro se encuentra actualmente normalizado en la norma IEC 61000-4-15, que detalla las especificaciones funcionales y de diseño que tienen que cumplir todos los flickermetros comerciales.

El diagrama de bloques del flickermetro de la UIE se representa en la figura 7.1. La función de los distintos bloques es la siguiente:

- **El adaptador de tensión de entrada (bloque 1).** Escalado del valor medio de la tensión de entrada a una referencia interna.
- **Demodulador (bloque 2).** Extracción de la señal moduladora a partir, de la onda portadora de 50 Hz.
- **Filtro de salida del demodulador (bloque 2 y 3).** Su misión es eliminar las señales a frecuencias superiores a las de interés para la percepción del parpadeo. En esta etapa se incluye, además, un filtro paso alto de primer orden (frecuencia de corte de 0,05 Hz) para eliminar la componente de corriente continua.
- **Filtros de ponderación (bloque 3).** Los filtros de este bloque tienen por misión representar el comportamiento selectivo en frecuencia de la respuesta del ojo a la excitación del "flicker".La respuesta en frecuencia de esta etapa se muestra en la figura 2
- **El estimador no lineal de la varianza (bloque 4).** Completa el modelo lámpara-ojo-cerebro con una función cuadrática y con una función integradora implementada por un filtro paso bajo de primer orden. A la salida de este bloque se obtiene la sensación instantánea de parpadeo.

- **Clasificador estadístico (bloque 5).** Para evaluar el grado de molestia que el parpadeo produce en las personas, la UIE propone utilizar dos índices básicos: el Pst, índice de severidad de parpadeo en períodos cortos de tiempo, por ejemplo 10 minutos, y el Plt, que evalúa la severidad de parpadeo a largo plazo, con intervalos de observación de dos horas.

El valor de Pst se expresa en unidades p.u., de modo que para valores de Pst superiores a 1, se considera que el parpadeo es perceptible y por lo tanto es molesto para las personas. La severidad del parpadeo a largo plazo se calcula a partir de valores sucesivos de Pst según la ecuación:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}$$

En medidas de conformidad a la norma, el valor de N se toma igual a 12, por tanto, a lo largo de un período de registro de valores Pst de dos horas de duración.

Desde el momento en que la sensación de "flicker" puede dañar la calidad de la onda recibida por los usuarios, surge la necesidad de analizar, evaluar y proponer medidas correctoras que mejoren la calidad de suministro de la energía eléctrica.

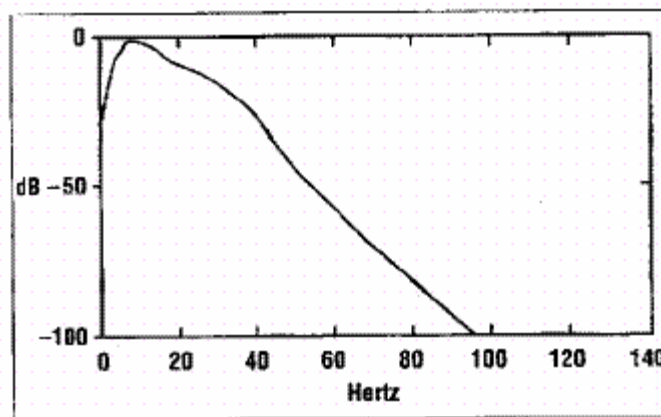


Figura 7.2 Respuesta en frecuencia del bloque 3 del Flickermetro.

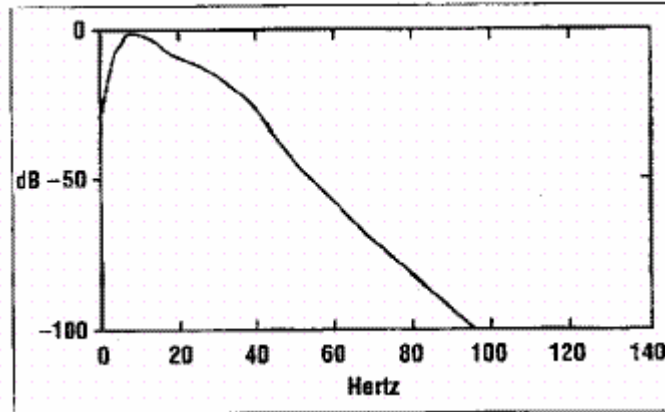


Figura 7.3 Fluctuaciones de tensión en función del PCC

7.2.2 Las tendencias de los medidores.

La norma actual de flickermetro sólo recoge, para todos los *PP* bloques anteriormente detallados, características de tipo analógico. La tendencia actual debido al auge de la electrónica digital es obtener un flickermetro digital que se encuentre recogido en una futura norma. Los organismos internacionales de normalización y distintos organismos de investigación están estudiando las características que debería tener este flickermetro digital. Dado que nos encontramos en el campo digital, hay que especificar, claramente, los siguientes parámetros.

- *Frecuencia de muestreo
- *Número de puntos de la señal
- *Precisión en todo el margen de frecuencia, incluido en el margen bajo
- *Facilidad para analizar el parpadeo que se produce con otro tipo de lámparas
- *Posibilidad de realizar las mediciones a distancia

El primer y segundo punto son especialmente delicados ya que una frecuencia de muestreo o un número de puntos bajo puede tener como consecuencia que se tenga mala precisión en la señal adquirida. Por el contrario, si la frecuencia de muestreo es alta, es necesario tomar un gran número de muestras para poder detectar los cambios que se producen en el valor eficaz de la tensión. Si el tratamiento de todas las señales se realiza en el dominio de la frecuencia, se debe contemplar la posibilidad de realizar el enventanado de la señal para evitar el solapamiento de las frecuencias en el margen de interés.

Un problema adicional que se plantea con los flickérmetros actuales surge al intentar descubrir el origen del "flicker", ya que siendo la entrada al flickérmetro la señal de tensión en el dominio del tiempo, es imposible determinar cuál es la componente en frecuencia de la señal de tensión que tiene una contribución más importante en el "flicker" de la señal total.

Esta información sería de gran utilidad ya que gracias a ella se podría mejorar el diseño de las posibles fuentes productoras de parpadeo y por lo tanto disminuir el nivel de parpadeo total que se emite a la red. Una posible solución es permitir que el flickérmetro reciba como señales de entrada tanto la señal temporal como el espectro de la señal de tensión, utilizar un flickermetro digital que trabaje en el dominio de la frecuencia, y que obtenga como resultado el índice de severidad Pst. Un esquema posible es el que se observa en la figura 7.4.

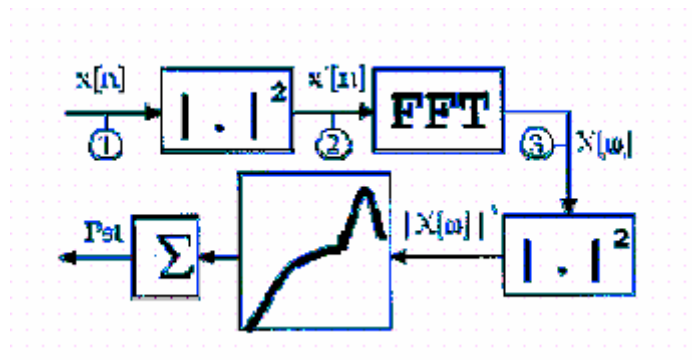


Figura 7.4 Esquema de un posible flickermetro digital que trabaje en el dominio de la frecuencia.

Para poder ser aceptado, este instrumento debe cumplir con los requisitos de compatibilidad electromagnética de los organismos de normalización. En la figura 7.4 se observa en trazo continuo el límite de compatibilidad electromagnética para fluctuaciones de tensión rectangulares según la norma IEC 80868-0 y en círculos el límite para las mismas fluctuaciones que se obtiene con el flickérmetro digital propuesto en este artículo.

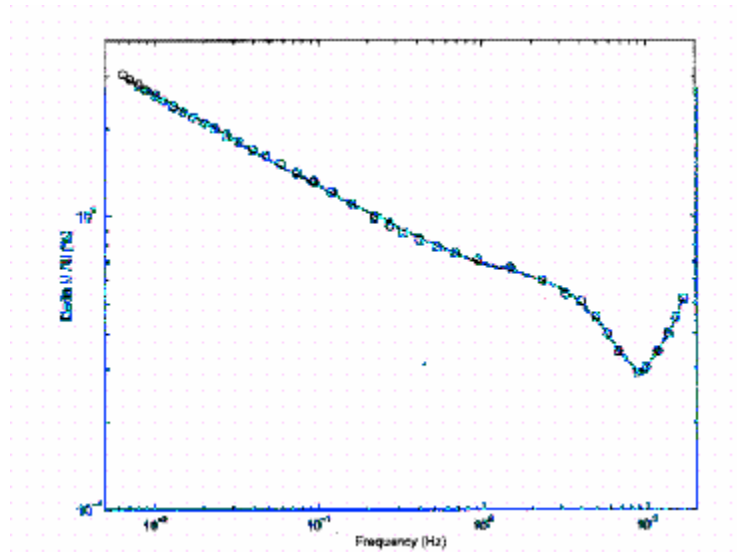


Figura 7.5 Límite de compatibilidad para fluctuaciones rectangulares de tensión.

Tabla 7.2 Diagrama funcional del flickérmetro UIE (según CEI 868)

Duración de la medición	una semana	
Periodo de análisis	un día	
Datos disponibles después de las mediciones con un flickérmetro:		
periodo	magnitud	expresión simbólica
Instantáneo	flicker instantáneo	$a_{8,8}(t)$
Cada minuto	dosis de flicker (en % ² .mn/mn)	$G = \int_{t_0}^{t_0+1} a_{8,8}(t)^2 dt$
Cada 10 minutos	parámetro de corta duración	Pst
Cada 2 horas	parámetro de larga duración	Plt
Cada día	máximo valor del día de Pst	$Pst_{m\acute{a}x}$
	tercer valor mayor del día de Pst	$Pst_{3m\acute{a}x}$
	valor máximo del día de Plt	$Plt_{m\acute{a}x}$
	otros parámetros estadísticos calculados	
Al final de la semana	valor máximo de los 7 $Plt_{m\acute{a}x}$ del día ($Plt_{m\acute{a}x}$ = el mayor valor de todos los Plt medidos)	
	valor máximo de los 7 $Plt_{3m\acute{a}x}$ diarios ($Pst_{3m\acute{a}x}$ = tercer valor más grande de los Pst)	
	otros parámetros estadísticos calculados	

7.3 Un ejemplo del análisis del parpadeo con un flickermetro

7.3.1 El ΔV_{10}

El parámetro ΔV_{10} se basa en la utilización de lámparas a 110 V. Se utiliza mucho en países del Lejano Oriente, especialmente en Japón.

El ΔV_{10} es el valor de la amplitud de una fluctuación de tensión equivalente a una frecuencia de 10 Hz que produce la misma sensación de molestia que la fluctuación real. Se expresa como porcentaje de la tensión nominal.

Para una fluctuación de tensión idéntica, el parpadeo producido por las lámparas alimentadas a 110 V es ligeramente inferior al producido por las lámparas comparables alimentadas a 220 V.

En efecto, una lámpara de igual potencia necesita una corriente más elevada, lo que requiere un filamento más grueso, de donde resultará una mayor inercia térmica frente a las variaciones [7]

La relación $\Delta V_{10}/P_{st}$ es de aproximadamente 1/3. Esta relación depende mucho de los tipos de perturbador y de las hipótesis de cálculo. Para los parpadeos debidos a los hornos de arco de corriente continua, esta relación varía entre 1/3,3 y 1/4,4 [9].

7.4 Otras magnitudes de medida del parpadeo

En los últimos años, la CEI ha hecho grandes esfuerzos para estandarizar la medida y la evaluación del parpadeo que se obtiene con la utilización de los parámetros P_{st} y Plt ; pero existen otros parámetros de parpadeo además de los mencionados arriba. Sea porque provienen de reglamentaciones específicas (por ejemplo en los Estados Unidos) sea porque se utilizaban antes (por ejemplo el "FGH-meter" en Alemania, o el "Gauge point" en Gran Bretaña, o la "Dose de flicker" en Francia).

7.5 Los límites del parpadeo

Cada distribuidor de energía eléctrica vela por la calidad de la electricidad que suministra. Para cada tipo de perturbación, exigirá unos límites a la perturbación aportada por cada uno de sus clientes a fin de asegurar un buen funcionamiento de toda su red. Los textos 1000-3-3, 1000-3-5 de la CEI fijarán los límites respecto al flicker; la norma EN 50160 del CENELEC y la CEI 1000-2-2 fijan unos límites de compatibilidad.