



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/CRNE/IV/3
13 de marzo de 1969

ORIGINAL; ESPAÑOL

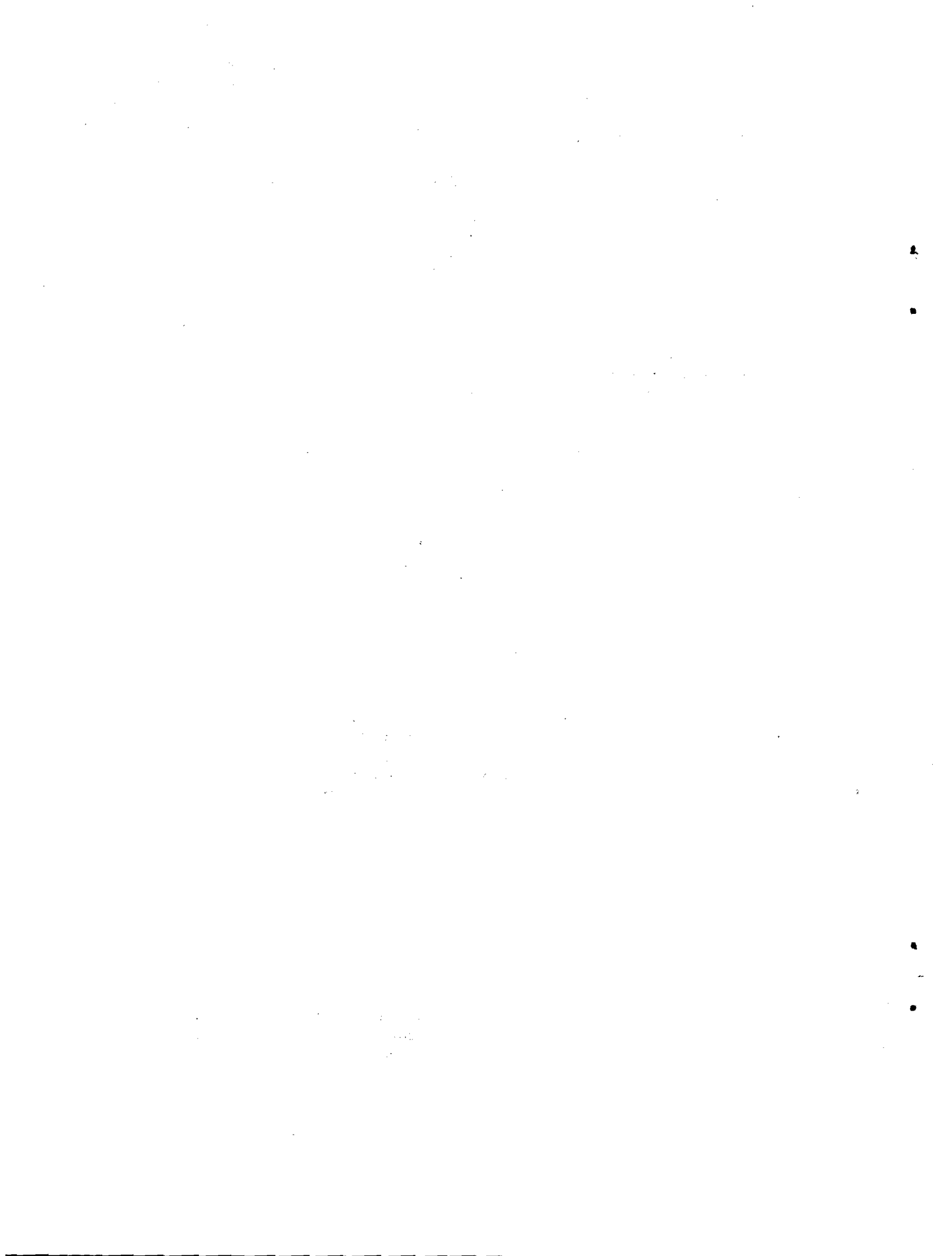
COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS

Comité Regional de Normas Eléctricas
Cuarta Reunión
Guatemala, 19 a 24 de marzo de 1969

- PROYECTO DE NORMA CRNE-6: Límites, variaciones y caídas de voltaje permisibles en líneas de distribución de energía eléctrica
- PROYECTO DE NORMA CRNE-7: Transformadores de distribución
- PROYECTO DE NORMA CRNE-8: Niveles de aislamiento en líneas de distribución de energía eléctrica
- PROYECTO DE NORMA CRNE-9: Selección de calibres y materiales de conductores

(Programa de normalización de equipos y materiales eléctricos en el Istmo Centroamericano)

Documento elaborado para el Comité Regional de Normas Eléctricas por el experto señor Rafael Carrillo Lara, integrante de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.



INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	v
Proyecto de Norma CRNE-6: Límites, variaciones y caídas de voltaje permisibles en líneas de distribución de energía eléctrica	1
1. Introducción	3
2. Referencias	3
3. Propuesta	4
4. Observaciones del Comité Nacional de Normas Eléctricas de Costa Rica	14
5. Comentarios del experto regional a las observaciones del Comité Nacional de Normas Eléctricas de Costa Rica	15
Proyecto de Norma CRNE-7: Transformadores de distribución	19
1. Capacidades nominales (kVA)	21
2. Símbolos de conexiones de bancos de transformadores	21
3. Símbolos de conexiones trifásicas en ambos lados (primario y secundario) del banco de transformadores	23
4. Diagramas de conexiones de transformadores monofásicos	25
5. Designación de los voltajes nominales de los devanados	32
6. Niveles de aislamiento	35
7. Relaciones de transformación, derivaciones y capacidades	37
8. Polaridad, desplazamiento angular y designación de terminales	40
9. Placa de características	42
Proyecto de Norma CRNE-8: Niveles de aislamiento en líneas de distribución de energía eléctrica	45
1. Introducción	47
2. Consideraciones generales	47
3. Conclusiones y propuesta de norma	51
4. Observaciones adicionales al documento original	53
Proyecto de Norma CRNE-9: Selección de calibres y materiales de conductores	63
1. Introducción	65
2. Tipos y calibres de conductores más usuales	65
3. Recomendación de la Phelps Dodge de Centroamérica, S.A.	66
4. Conclusiones y propuestas de norma	67



PRESENTACION

Durante la segunda reunión del Comité Regional de Normas Eléctricas (CRNE) se aprobó el programa de trabajo para el período de mayo 1968 a abril 1969 y se establecieron prioridades dentro del mismo,^{1/} las cuales incluyen para el segundo cuatrimestre la elaboración de proyectos de normalización sobre criterios uniformes de diseño y de equipo y materiales para obras de distribución de energía eléctrica.

En cumplimiento de esa parte del programa se presentan en este documento cuatro proyectos de normas preparados por el experto regional contratado por los países.

El proyecto de norma CRNE-6 se refiere a los límites, variaciones y caídas de voltaje permisibles en líneas de distribución de energía eléctrica, y ha sido preparado tomando como referencia fundamental la propuesta de norma ICAITI No. 21013 sobre tensiones eléctricas, frecuencia y sistemas de distribución, aprobada por el CRNE en su segunda reunión,^{2/} las normas vigentes en los Estados Unidos de Norteamérica y los recientes cambios propuestos a las mismas.

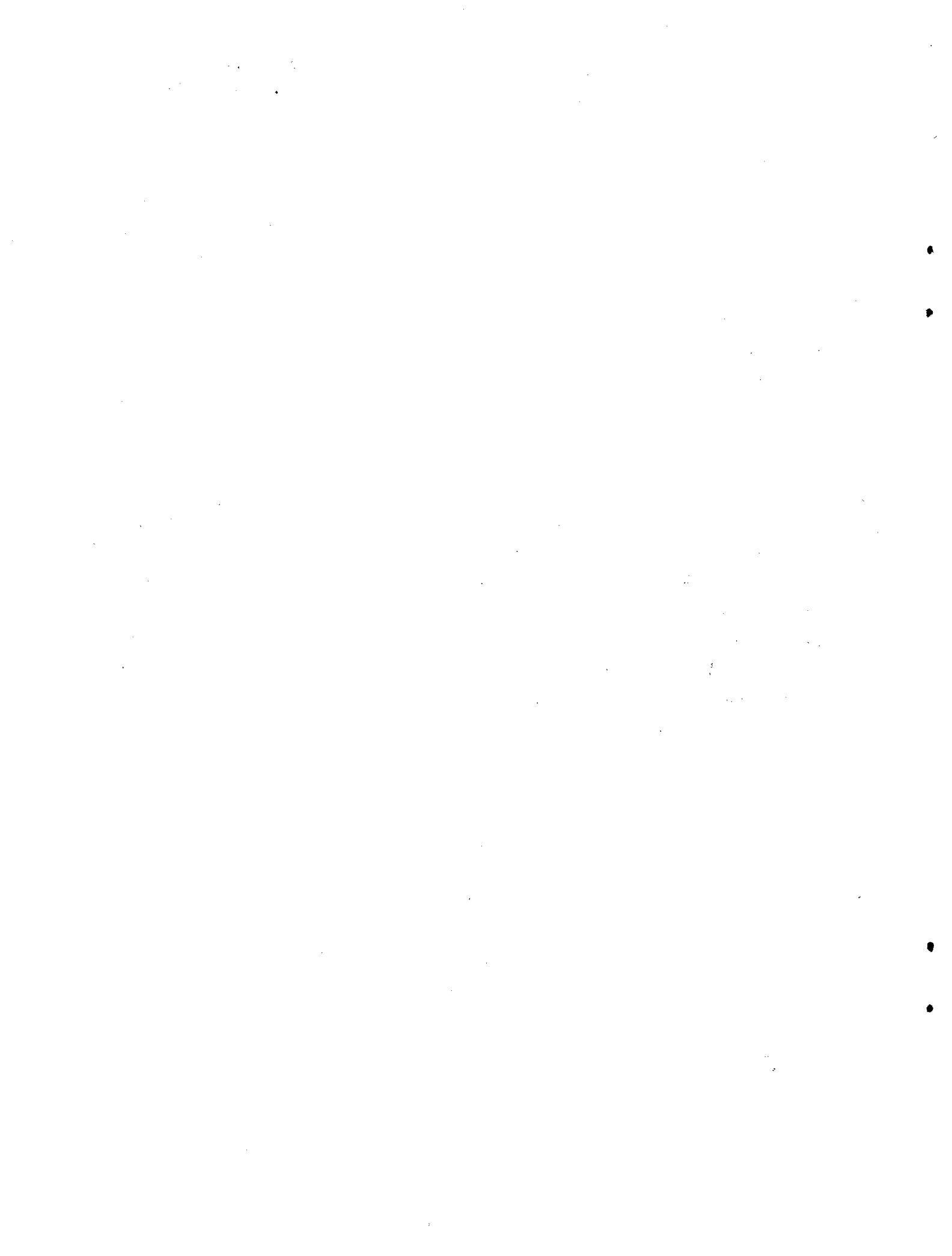
Para el proyecto de norma CRNE-7 sobre transformadores de distribución se tomaron como base igualmente las normas de los Estados Unidos de Norteamérica, las cuales sirvieron también como referencia para la elaboración de las normas correspondientes adoptadas por México, además de ser las normas usuales en los países del Istmo Centroamericano.

En el documento sobre niveles de aislamiento para líneas de distribución que se presenta al Comité como proyecto de norma CRNE-8, se sugiere un criterio uniforme sobre requisitos mínimos en la selección del aislamiento, que luego se comparan con criterios sustentados en varios países de América y Europa.

El proyecto de norma CRNE-9 es una recomendación sobre la normalización de calibres y materiales de conductores, basada en los tipos más comunmente utilizados por las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

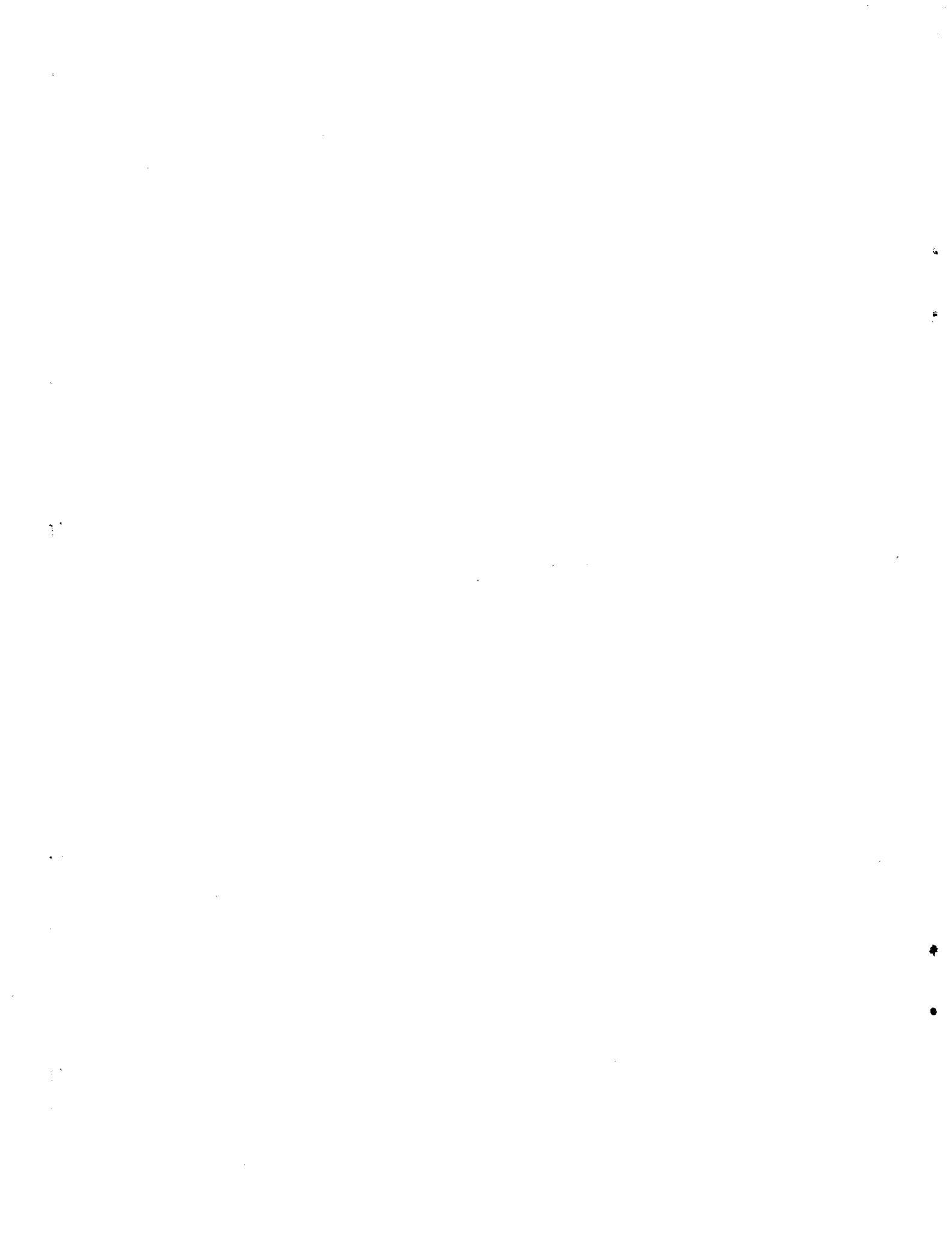
1/ Resolución 7 (CRNE) aprobada el 4 de mayo de 1968.

2/ Resolución 10 (CRNE) aprobada el 4 de mayo de 1968.



PROYECTO DE NORMA CRNE-6

**LIMITES, VARIACIONES Y CAIDAS DE VOLTAJE PERMISIBLES EN
LINEAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA**



1. Introducción

El Comité Regional de Normas Eléctricas del Istmo Centroamericano aprobó durante su segunda reunión efectuada en Tegucigalpa, Honduras, el proyecto de norma sobre tensiones eléctricas, frecuencia y sistemas de distribución como aparece en el anexo A de la resolución 10 (CRNE).

En este documento se presenta a la consideración del Comité Regional de Normas Eléctricas del Istmo, un proyecto de norma sobre criterios de diseño eléctrico para líneas de distribución de energía en lo concerniente a límites, variaciones y caídas de voltaje permisibles en ese tipo de instalaciones, tomando como referencia fundamental las tensiones eléctricas y los límites permisibles aprobados en la resolución 10 (CRNE).

2. Referencias

Para la preparación de este trabajo se usaron como referencia las siguientes publicaciones:

1. Distribution Systems - Electric Utility Engineering Reference Book - Westinghouse Electric Corporation - Volume 3;
2. EEI - NEMA "Preferred Voltage Ratings for A - C Systems and Equipment", 1949;
3. Norma USASI, C-84, 1954;
4. Significance of Proposed Changes in AC System Voltage Nomenclature for Industrial and Commercial Power Systems: I-Low Voltage Systems; II-Medium Voltage Systems (IEEE Transactions, Vol. IGA-3, No. 6, Nov/Dec. 1967);
5. Niveles de Voltaje en Sistemas de Distribución Rurales -ENALUF, Nicaragua, junio 1965;
6. Límites razonables del voltaje secundario 120/240. ICE, Costa Rica, abril 1968;
7. Tensiones eléctricas, frecuencia y sistemas de distribución, resolución 10 (CRNE), (propuesta de norma ICAITI 21013).

3. Propuesta

Cuadro 1

Se refiere a los límites de tensiones eléctricas permisibles en los puntos de entrega y de utilización de los sistemas de distribución secundaria bajo condiciones normales y extremas. Los valores marcados con asterisco constituyen la presente propuesta. Como ilustración se incluyen en este cuadro la norma USASI C-84 y la propuesta del IEEE de nov./dic. 1967.

Respecto al sistema de 120/208Y, 3 ó, 4 hilos, los valores mínimos de las tensiones eléctricas en el punto de entrega aprobados por el CRNE fueron 114/197Y voltios, tanto para las condiciones normales como extremas, debido al problema que se presenta al usar el sistema de 120/208Y con los motores trifásicos de 220 voltios nominales que son de fabricación normal en los Estados Unidos, ya que dichos motores operan marginalmente a una tensión eléctrica de 198 voltios. En lo que se refiere a las condiciones extremas, existe una nota en la norma CRNE-1, indicando que dichos valores (114/197Y) se aplican únicamente a consumidores servidos mediante un circuito trifásico y que para consumidores con servicio monofásico conectado a un sistema trifásico el límite inferior es de 110 voltios, lo cual corresponde con los voltajes mínimos extremos para los sistemas de 120 y 120/240 voltios monofásicos. Bajo condiciones normales, los valores mínimos aprobados en la norma CRNE-1 (114/197Y), se justificaron debido a que el voltaje de 114 voltios es el límite inferior de los sistemas monofásicos de 120 y 120/240 voltios. Sin embargo, con el objeto de mantener una consistencia en el sistema normativo del CRNE sobre el particular, se ha considerado conveniente cambiar el valor de 114/197Y voltios en el punto de entrega mínimo normal por el valor de 117/203Y voltios, con la observación de que para consumidores con servicio monofásico conectado a un sistema trifásico, el límite inferior será de 114 voltios. Este cambio ya ha sido incorporado en este cuadro como propuesta.

Cabe hacer notar que en la forma sugerida anteriormente, la propuesta CRNE queda básicamente igual a la norma USASI C-84 aunque no a la propuesta IEEE, lo cual se debe a que esta última propone al mismo tiempo a la

/industria

industria norteamericana la fabricación de motores trifásicos de 208 o 200 voltios, razón por la cual sus límites mínimos son más bajos.

Cuadro 2

Se refiere a los límites y caídas de voltaje permisibles en líneas urbanas de distribución, bajo condiciones normales y extremas, tomando como base el voltaje de 120 voltios y como puntos de partida la norma aprobada en la resolución 10 (CRNE) y la propuesta en el cuadro 1.

Con el objeto de permitir la máxima carga y la red más extensa posible, el consumidor más cercano eléctricamente a las barras de bajo voltaje de la subestación de distribución debe recibir en el período de carga máxima, el máximo voltaje permisible, 126 voltios bajo condiciones normales (127 voltios bajo condiciones extremas), y el consumidor más lejano eléctricamente debe recibir el mínimo voltaje permisible, 111 voltios bajo condiciones normales (107 voltios bajo condiciones extremas). Por lo tanto, la condición de máxima carga debe ser el factor determinante de las caídas de voltaje permisibles en el diseño de una red de distribución.

El valor promedio de las caídas de voltaje en el alambrado interno residencial durante condiciones de máxima carga es de 3 voltios aproximadamente. En las acometidas de servicio este valor es de 1 voltio, y solamente se excede cuando la distancia es anormalmente grande. En lo que se refiere a la red de distribución secundaria, la caída de voltaje es generalmente, al instalarse la red, entre 2 y 2 1/2 voltios; sin embargo, conforme la carga aumenta, esta pérdida puede alcanzar 3 o 3 1/2 voltios. Al llegar a este extremo se adiciona un transformador de distribución entre los existentes, lo cual divide la carga entre la línea nueva y la existente, reduciendo nuevamente la pérdida de voltaje en la red secundaria, generalmente hasta un valor menor de 2 voltios. El valor que aquí se ha tomado es el máximo bajo condiciones de máxima carga, o sea 3 1/2 voltios.

La caída de voltaje asignada al transformador de distribución es de 3 voltios, ya que representa muy aproximadamente la condición de un transformador monofásico hasta de 50 kVA y 7.62 kV, con 120 por ciento de carga y 80 por ciento de factor de potencia. Generalmente al instalar un

/transformador

transformador en una área residencial, su carga durante períodos de pico puede ser aproximadamente de 80 a 100 por ciento de su capacidad nominal, lo que representa una caída de potencial entre 2.0 y 2.5 voltios, con 80 por ciento de factor de potencia. Una caída de 3.5 voltios significaría una carga de 140 por ciento con el mismo factor de potencia.

La caída de tensión eléctrica permisible en las líneas primarias es en este caso de 3.5 voltios (voltaje base 120 voltios). Esto incluye desde las terminales de alto voltaje del transformador de distribución eléctricamente más cercano a la subestación de distribución, hasta las terminales de alto voltaje del último transformador conectado a la red.

Los valores de las diferentes caídas de voltaje mencionados rigen tanto para condiciones normales como extremas, ya que se tomó como factor fundamental la condición de máxima carga en el sistema. Bajo este punto de vista, la diferencia fundamental entre las condiciones normales y las extremas, es determinada por la caída en la línea de alimentación primaria.

Existe también una caída de voltaje antes del primer consumidor, pero se asume que en esa zona se ha incluido el equipo de regulación de voltaje necesario para suministrar al primer abonado el valor máximo permisible bajo condiciones de máxima carga. Por lo tanto, se ha especificado un voltio de caída antes del primer cliente, y se ha indicado ese punto como centro de operación del regulador de voltaje, al que se le ha asignado una banda de más y menos 1 voltio (o sean 2 voltios), por ser éste el valor más usual. En esta forma se ha querido representar la variación a que da lugar el aumento o disminución de la carga en el sistema de distribución, en el sentido de que al aumentar la carga las caídas de voltaje tienden a aumentar, lo cual tiende a bajar la tensión eléctrica del sistema. Bajo condiciones normales, al llegar el voltaje del primer abonado a 124 voltios, el regulador actúa elevando dicha tensión eléctrica hasta llegar, bajo condiciones de máxima carga, a mantener el voltaje suministrado al primer consumidor en el límite máximo permisible (126 voltios) y al último en el valor mínimo permisible (114 voltios). El mismo razonamiento rige para las condiciones extremas de operación.

Cuadro 3

Se refiere al mismo tema del cuadro 2, pero para líneas rurales de distribución.

La diferencia fundamental con el cuadro anterior es que no se ha tomado en cuenta la caída en la red secundaria, ya que generalmente en estos casos, debido a las grandes distancias entre los consumidores, cada uno de ellos tiene su propio transformador de distribución y no existe red secundaria de importancia considerable para este propósito que sea propiedad de la empresa que suministra la energía. Al mismo tiempo, y debido a las condiciones anteriores, las acometidas de servicio son generalmente más largas, por lo que se ha asignado una caída de 2 voltios a dicha sección. En caso de que exista la red secundaria, la caída de 2 voltios asignada a la acometida será menor, lo cual compensará la caída correspondiente a la red.

Cuadros 4 y 5

Se refieren al mismo tema de los cuadros 2 y 3, pero para el caso específico del servicio trifásico a 208Y voltios, el que se ha considerado conveniente ilustrar por aparte, debido a que los límites de voltaje permisibles en este caso encierran una variación menor que en los casos anteriores.

Estos cuadros muestran la forma en que se ha creído conveniente repartir las diferentes caídas de voltaje, con el objeto de suplir a los consumidores de energía alimentados con corriente trifásica un voltaje dentro de los límites permisibles.

Cuadro 6

Se refiere a los límites de tensiones eléctricas permisibles en los puntos de entrega y de utilización de los sistemas de distribución primaria bajo condiciones normales y extremas. Este cuadro representa, en cuanto a los puntos de entrega, la norma aprobada por el Comité Regional de Normas Eléctricas (anexo A, resolución 10 CRNE), por lo que la propuesta consiste en los valores de voltaje en los puntos de utilización, y corresponde a los valores del cuadro 1.

Como ilustración se han incluido los valores normales en los Estados Unidos de Norteamérica, según datos tomados de la norma USASI C-84 y la propuesta IEEE de 1967.

Cuadro 1

LIMITES DE TENSIONES ELECTRICAS PERMISIBLES EN DISTRIBUCION SECUNDARIA

CCE/SC.5/CRNE/IV/3
Pág. 8

Sistemas y puntos de medición	Estados Unidos				CRNE		
	Actual a/		Propuesta b/		Aprobada y propuesta*		
	Normal	Extrema	Normal	Extrema	Normal	Extrema	
<u>120 V.; 1 ϕ; 2 hilos</u>							
Punto de entrega	mínimo	113	110	113	110	114	110
	máximo	125	127	126	127	126	127
Punto de utilización	mínimo	110	107	110	107	111*	107*
	máximo	125	127	126	127	126*	127*
<u>120/240; 1 ϕ; 3 hilos</u>							
Punto de entrega	mínimo	113/226	110/220	113/226	110/220	114/228	110/220
	máximo	125/250	127/254	126/252	127/254	126/252	127/254
Punto de utilización	mínimo	110/220	107/214	110/220	107/214	111/222*	107/214*
	máximo	125/250	127/254	126/252	127/254	126/252*	127/254*
<u>120/208Y; 3 ϕ; 4 hilos</u>							
Punto de entrega	mínimo	117/203Y	114/197Y	113/196Y	110/191Y	117/203Y ^{c/}	114/197Y
	máximo	125/216Y	127/220Y	126/218Y	127/220Y	126/218Y	127/220Y
Punto de utilización	mínimo	114/197Y	111/193Y	110/191Y	107/185Y	114/197Y*	111/193Y*
	máximo	125/216Y	127/220Y	126/218Y	127/220Y	126/218Y*	127/220Y*
<u>240 .; 3 ϕ; 3 o 4 hilos</u>							
Punto de entrega	mínimo	216	206	226	220	228	220
	máximo	240	250	252	254	252	254
Punto de utilización	mínimo	210	200	220	214	222*	214*
	máximo	240	250	252	254	252*	254*

a/ USASI, C-84, 1954.

b/ IEEE Transactions, Noviembre/diciembre 1967.

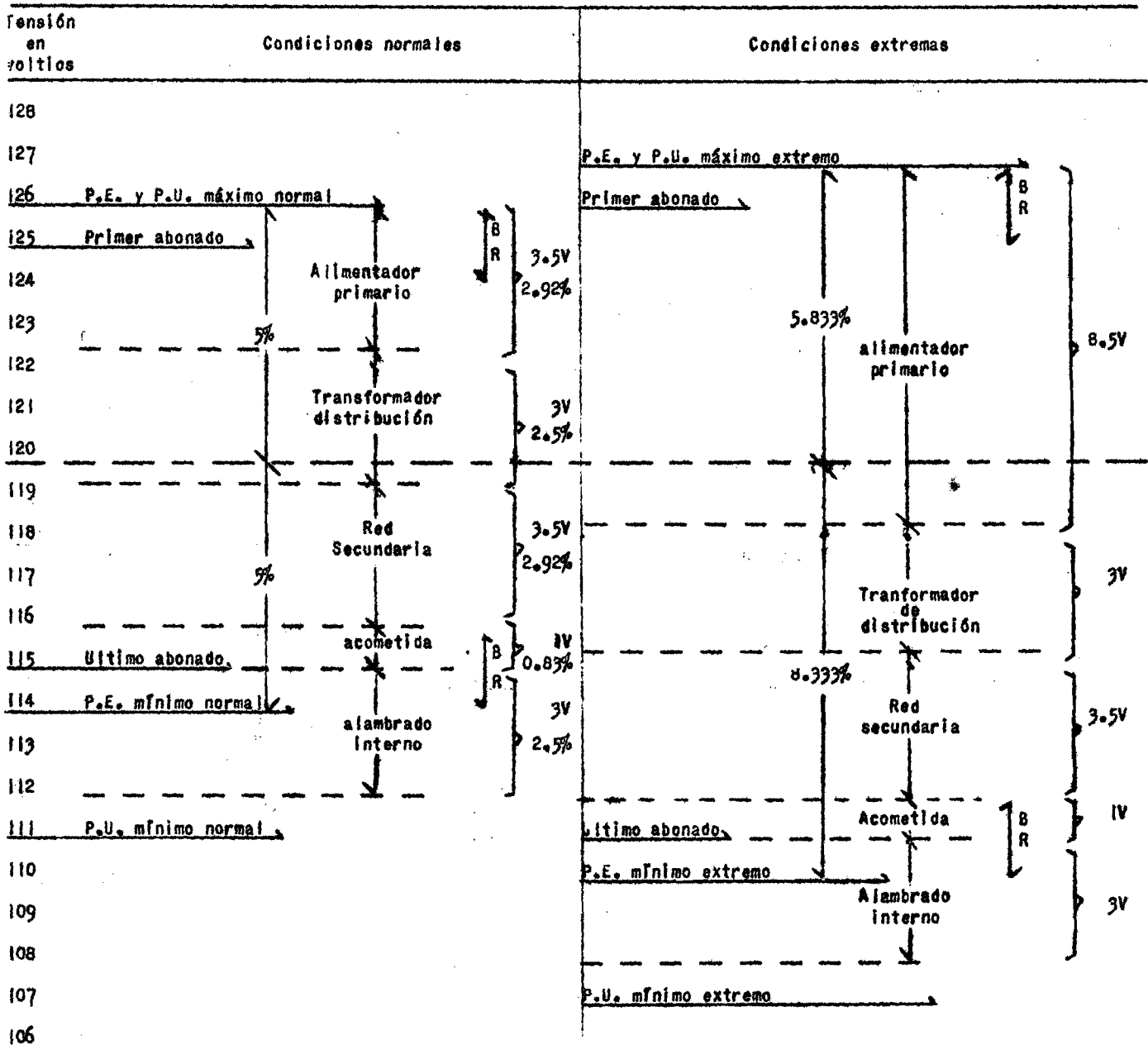
c/ La norma CRNE-1 especifica 114/197Y. Ver explicación en la página 2.

Cuadro 2

Proyecto de Norma CRNE

LIMITES Y CAIDAS DE VOLTAJE PERMISIBLES EN 120/240 VOLTIOS

Líneas urbanas



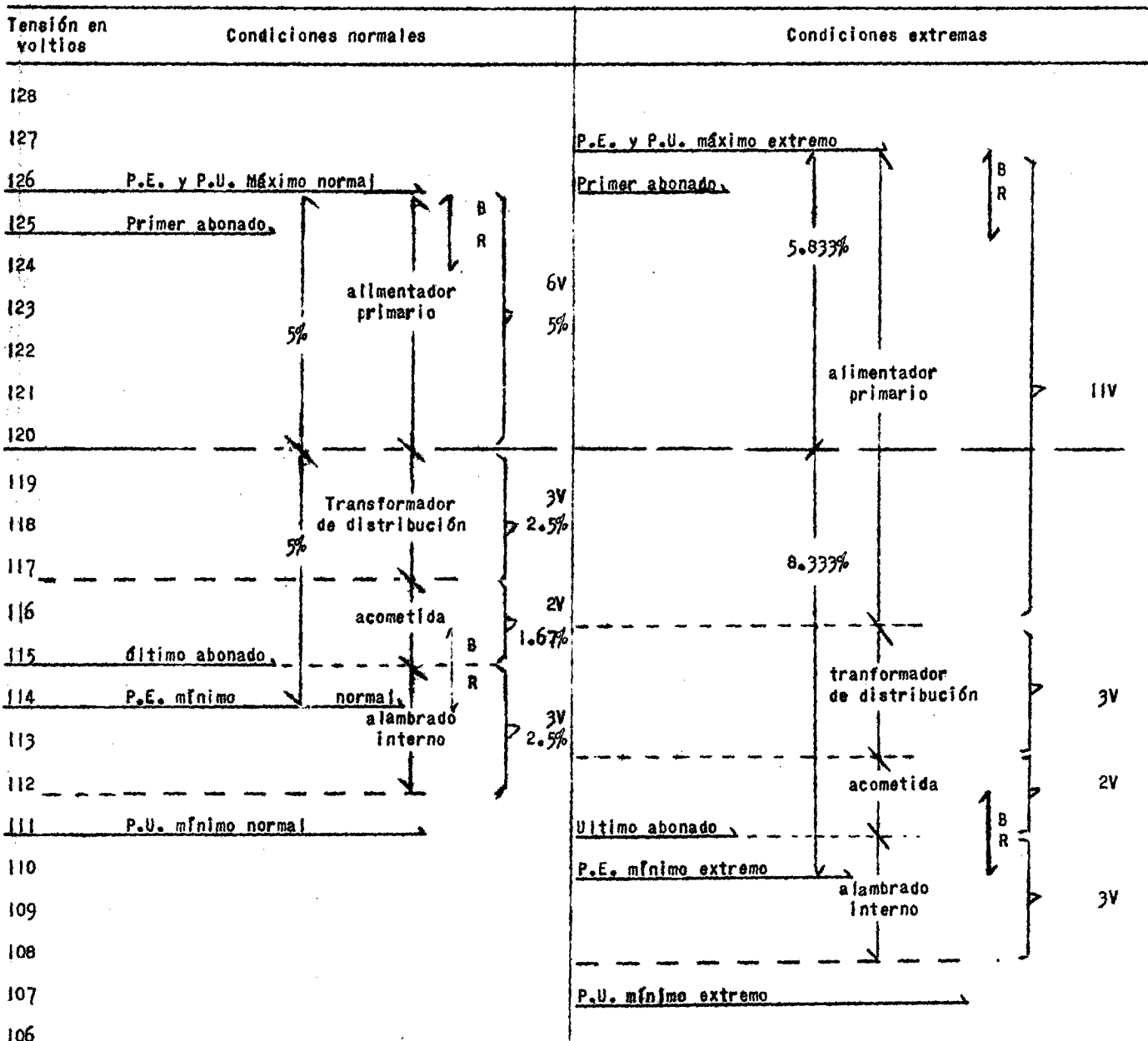
BR = Banda del regulador
 Voltaje base = 120 voltios
 P.U. = Punto de utilización
 P.E. = Punto de entrega

Cuadro 3

Proyecto de Norma CRNE

LIMITES Y CAIDAS DE VOLTAJE PERMISIBLES EN 120/240 VOLTIOS

Línea rurales



BR = Banda del regulador
 Voltaje base = 120 voltios
 P.U. = Punto de utilización
 P.E. = Punto de entrega

Cuadro 4

Proyecto de Norma CRNE

LIMITES Y CAIDAS DE VOLTAJE PERMISIBLES EN 120/208Y VOLTIOS

Líneas urbanas

Tensión en voltios	Condiciones normales	Condiciones extremas
128		
127 220		P.E. y P.U. máximo extremo
126 217.5	P.E. y P.U. máximo normal	Primer abonado
125 216	Primer abonado	
124 214.5	alimentador primario	
123 213		alimentador primario
122 211.5	Transformador de distribución	
121 210		
120 208	Red secundaria	Transformador de distribución
119 206		
118 204.5	P.E. último abonado	acometida
117 203	P.E. mínimo normal	Red secundaria
116 201	alambrado interno	
115 199		P.E. último abonado
114 197.5	P.U. mínimo normal	P.E. mínimo extremo
113 196		alambrado interno
112 194		
111 192		P.U. mínimo extremo
110 190.5		
109		
108		
107		
106		

BR = Banda del regulador
 Voltaje base = 120 voltios
 P.U. = Punto de utilización
 P.E. = Punto de entrega

Cuadro 5

Proyecto de Norma CRNE

LIMITES Y CAIDAS DE VOLTAJE PERMISIBLES EN 120/208Y VOLTIOS

Líneas rurales

Tensión en voltios	Condiciones normales	Condiciones extremas	
128			
127 220		P.E. y P.U. máximo extremo	
126 217.5 P.E. y P.U. máximo normal		Primer abonado	
125 216 Primer abonado			
124 214.5			
123 213			
122 211.5			
121 210			
120 208			
119 206			
118 204.5 P.E. último abonado			
117 203 P.E. mínimo normal			
116 201			
115 199			
114 197.5 P.U. mínimo normal		P.E. último abonado	
113 196		P.E. mínimo extremo	
112 194			
111 192			
110 190.5		P.U. mínimo extremo	
109			
108			
107			
106			

BR = Banda del regulador
 Voltaje base = 120 voltios
 P.U. = Punto de utilización
 P.E. = Punto de entrega

Cuadro 6

LIMITES DE TENSIONES ELECTRICAS PERMISIBLES EN DISTRIBUCION PRIMARIA

Sistemas y puntos de medición (voltios)	Norma Estados Unidos		Propuesta CRNE		
	Normal	Extrema	Normal	Extrema	
<u>2400/4160 Y; 3 ϕ ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	2340/4060	2280/3950	2280/3949	2200/3810
	máximo	2500/4330	2530/4390	2520/4365	2540/4399
Punto de utilización	mínimo	2200/3810	2070/3590	2220/3845	2140/3706
	máximo	2500/4330	2530/4390	2520/4365	2540/4399
<u>7620; 1 ϕ ; 3 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	7430	7240	7239	6985
	máximo	7940	8030	8001	8064
Punto de utilización	mínimo	6990	6570	7048	6794
	máximo	7940	8030	8001	8064
<u>7620/13200Y; 3 ϕ ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	7430/12870	7240/12540	7239/12540	6985/12098
	máximo	7940/13750	8030/13910	8001/13860	8064/13968
Punto de utilización	mínimo	6990/12100	6570/11380	7048/12207	6794/11767
	máximo	7940/13750	8030/13910	8001/13860	8064/13968
<u>14400; 1 ϕ ; 3 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	14040	13680	13680	13200
	máximo	14980	15180	15120	15240
Punto de utilización	mínimo	13200	12420	13320	12840
	máximo	14980	15180	15120	15240
<u>14400/24940Y; 3 ϕ ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	14040/22480	13680/23650	13680/23693	13200/22862
	máximo	15000/25990	15180/26250	15120/26187	15240/26396
<u>19920; 1 ϕ ; 3 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	19420	18920	18924	18260
	máximo	20760	21000	20916	21082
<u>19920/34500Y; 3 ϕ ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	19420/33640	18920/32770	18924/32775	18260/31626
	máximo	20760/35950	21000/36370	20916/36225	21082/36514

4. Observaciones del Comité Nacional de Normas
Eléctricas de Costa Rica

A continuación se presenta al CRNE una transcripción de las observaciones del CNNE de Costa Rica a la presente propuesta de norma:

"Reunión celebrada el día 11 de febrero de 1969, para conocer el proyecto de Normas Centroamericanas: límites, variaciones y caídas de voltaje permisibles en líneas de distribución de energía eléctrica, con la asistencia de los señores Ing. Fernando A. Rojas B., Ing. Mario Hidalgo, Ing. Armando Balma, Ing. Ramón Banet, e Ing. Rolando Vargas B.

"Analizados los cuadros 1, 2, 3, 4 y 5, se considera que los valores propuestos son aceptables. Sin embargo, resulta necesario definir las condiciones extremas a que hacen referencia dichos cuadros. Existen dos alternativas: a) que esta definición quede incluida en la norma y b) que sea el organismo regulador quien la defina, pues este último debe definir por cuánto tiempo debe operarse en las condiciones extremas y, más aún, más abajo de las condiciones extremas.

"Se expresa también la inquietud de que parece lógico que la empresa pueda modificar al diseñar los valores dados en las tablas mencionadas, siempre que se mantengan los límites extremos, aun cuando cabe la calificación de costos que el organismo regulador considere adecuado realizar, por diseños de mayor costo, al modificar en forma sustancial dichos valores.

"Se aclara finalmente que en el cuadro 3, la banda inferior del regulador está colocada a un nivel que no corresponde. Al analizar el cuadro 6, se indica que los voltajes mínimos difieren en mucho de la Norma Estados Unidos. Como dichos voltajes deben coincidir con los correspondientes de baja tensión, se considera que en lo propuesto en CRNE no se ha tomado en cuenta la regulación del transformador, que necesariamente debe incluirse, con lo cual los voltajes mínimos son más elevados (2.5 y no 5 por ciento más bajos que el nominal)."

5. Comentarios del experto regional a las observaciones del
Comité Nacional de Normas Eléctricas de Costa Rica

En lo que respecta a la definición de las condiciones extremas a que hacen referencia los cuadros 1, 2, 3, 4 y 5 de la presente propuesta, se considera pertinente que quede incluida en la norma. Además sería conveniente incluir también la definición de las condiciones normales. Ambas definiciones se presentan a continuación, para su consideración por el CRNE:

a) Condiciones normales

Las condiciones normales de operación constituyen los valores de las tensiones eléctricas para las que se debe diseñar el sistema de distribución, de manera que los equipos de utilización de la electricidad deberán operar en forma adecuada y eficiente dentro de la zona cuyos límites están fijados por las condiciones normales máximas y mínimas.

b) Condiciones extremas

Las condiciones extremas de operación constituyen los valores de las tensiones eléctricas resultantes de condiciones especiales de carácter práctico en el sistema de distribución, y se tratarán de evitar en lo posible por no representar los mejores valores de operación. Sin embargo, los equipos de utilización de la electricidad deberán operar generalmente en forma satisfactoria dentro del rango establecido por los límites máximos y mínimos extremos.

El tiempo durante el cual se permita la operación de un sistema bajo las condiciones extremas deberá ser determinado por el organismo regulador correspondiente, tomando en cuenta los problemas específicos de cada caso en particular.

Se considera conveniente aclarar que la empresa que diseña el sistema de distribución puede modificar los valores de las caídas de voltaje dados en los cuadros anteriores, siempre que se mantengan los límites máximos y mínimos especificados en la propuesta de norma.

En lo referente al cuadro 3, la posición de la banda inferior del regulador ya ha sido corregida en este documento, pues se debió a un error de dibujo en el documento original.

/Respecto a

Respecto a la observación sobre el cuadro 6, se considera muy acertada la sugerencia de tomar en cuenta la caída del voltaje sufrida en el transformador de distribución, por lo que en la página siguiente se somete a consideración del CRNE el cuadro 6 modificado de acuerdo con dicha sugerencia.

Como se puede observar, la nueva propuesta de norma difiere de la original en los valores de las tensiones eléctricas asignados a los límites mínimos permisibles bajo condiciones normales y extremas.

En el cuadro 7 se incluye para efectos ilustrativos una comparación de la norma venezolana (NORVEN), No. 159 P., CD621.3.027, sobre los límites de tensiones eléctricas permisibles en distribución secundaria, con la norma CRNE del cuadro 1 de este documento.

Guadro 6 (modificado)

LIMITES DE TENSIONES ELECTRICAS PERMISIBLES EN DISTRIBUCION PRIMARIA

Sistemas y puntos de medición (voltios)		Norma Estados Unidos		Propuesta CRNE	
		Normal	Extrema	Normal	Extrema
<u>2400/4160 Y; 3 Ø ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	2340/4060	2280/3950	2340/4053	2260/3914
	máximo	2500/4330	2530/4390	2520/4365	2540/4399
Punto de utilización	mínimo	2200/3810	2070/3590	2280/3949	2200/3810
	máximo	2500/4330	2530/4390	2520/4365	2540/4399
<u>7620; 1 Ø ; 3 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	7430	7240	7430	7176
	máximo	7940	8030	8001	8064
Punto de utilización	mínimo	6990	6570	7239	6985
	máximo	7940	8030	8001	8064
<u>7620/13200 Y ; 3 Ø ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	7430/12870	7240/12540	7430/12870	7176/12429
	máximo	7940/13750	8030/13910	8001/13860	8064/13968
Punto de utilización	mínimo	6990/12100	6570/11380	7239/12540	6985/12098
	máximo	7940/13750	8030/13910	8001/13860	8064/13968
<u>14400; 1 Ø ; 3 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	14040	13680	14040	13560
	máximo	14980	15180	15120	15240
Punto de utilización	mínimo	13200	12420	13680	13200
	máximo	14980	15180	15120	15240
<u>14400/24940 Y; 3 Ø ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	14040/24320	13680/23650	14040/24317	13560/23486
	máximo	15000/25990	15180/26250	15120/26187	15240/26396
<u>19920; 1 Ø ; 3 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	19420	18920	19422	18758
	máximo	20760	21000	20916	21082
<u>19920/34500 Y; 3 Ø ; 4 hilos</u>					
Punto de entrega	mínimo	19420/33640	18920/32770	19422/33639	18758/32489
	máximo	20760/35950	21000/36370	20916/36225	21082/36514

Cuadro 7

LIMITES DE TENSIONES ELECTRICAS PERMISIBLES EN DISTRIBUCION SECUNDARIA

Comparación de las normas CRNE y NORVEN

Sistemas y puntos de medición	NORVEN ^{a/}		CRNE		
	Favorable	Tolerable	Normal	Extrema	
<u>120 V; 1 Ø</u>					
Punto de entrega	mínimo	113.6	110.6	114	110
	máximo	125	127	126	127
Punto de utilización	mínimo	110	107	111	107
	máximo	125	127	126	127
<u>120/240; 1Ø</u>					
Punto de entrega	mínimo	113.6/227.2	110.6/221.2	114/228	110/220
	máximo	125/250	127/254	126/252	127/254
Punto de utilización	mínimo	110/220	107/214	111/222	107/214
	máximo	125/250	127/254	126/252	127/254
<u>120/208 Y; 3 Ø</u>					
Punto de entrega	mínimo	113.6/196.5 Y	110.6/191.3 Y	107/203 Y	114/197 Y
	máximo	125/216 Y	127/220 Y	126/218 Y	127/220 Y
Punto de utilización	mínimo	110/190 Y	107/185 Y	114/197 Y	111/193 Y
	máximo	125/216 Y	127/220 Y	126/218 Y	127/220 Y
<u>240; 3 Ø</u>					
Punto de entrega	mínimo	217.2	207.2	228	220
	máximo	250	254	252	254
Punto de utilización	mínimo	210	200	222	214
	máximo	250	254	252	254

a/ La norma NORVEN se refiere al punto de entrega como "punto de medición".

PROYECTO DE NORMA CRNE-7
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Bibliografía

Norma para transformadores de distribución. Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica (CCONNIE) de México, 2.1-01-1966

Distribution Systems. Electric Utility Engineering Reference Book - Westinghouse Electric Corporation - Volume 3 (EEI-NEMA standards)

Transformadores de distribución. Instrucciones, aplicaciones, conexiones, pruebas. Comisión Federal de Electricidad (CFE), de México, L1-1001

Drafting Standards - U.S. Department of the Interior - Bureau of Reclamation

American Standard Requirements, Terminology, and Test Code for Distribution, Power and Regulating Transformers, and Reactors other than Current-Limiting Reactors. USASI - C57.12.20-1964

Terminal Markings and Connections for Distribution and Power Transformers. USASI - C57.12.70-1964

Normas usuales en las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

1. Capacidades nominales (kVA)

La capacidad nominal de un transformador es la capacidad que el devanado secundario del mismo debe suministrar en un tiempo especificado, (continuo o limitado), a su tensión eléctrica y frecuencia nominales, sin exceder los límites de temperatura preestablecidos en la norma correspondiente.

Las capacidades nominales normales en kVA serán las siguientes:

Monofásicos: 5-7.5-10-15-25-37.5-50-75-100-167

Trifásicos: 15-30-45-75-112.5-150

2. Símbolos de conexiones de bancos de transformadores

a) Conexiones monofásicas

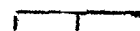
2 hilos o 1 hilo y neutro



2 hilos o 1 hilo y neutro (paralelo)



3 hilos, secundario



3 hilos, secundario (paralelo)



b) Conexiones trifásicas

3 hilos, delta



3 hilos, delta abierta



/3 hilos,

3 hilos, delta abierta con derivación



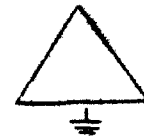
3 hilos, delta con derivación



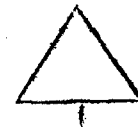
3 hilos, delta con tierra



4 hilos, delta con tierra



4 hilos, delta sin tierra



4 hilos, delta abierta con tierra



3 hilos, estrella



3 hilos, estrella renca sin tierra



3 hilos, estrella renca con tierra



/3 hilos,

3 hilos, estrella con derivación



4 hilos, estrella sin tierra



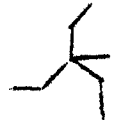
4 hilos, estrella con tierra



4 hilos, estrella con derivación y tierra



4 hilos, zig-zag



3. Símbolos de conexiones trifásicas en ambos lados (primario y secundario) del banco de transformadores

Delta-Delta



Delta abierta-Delta abierta

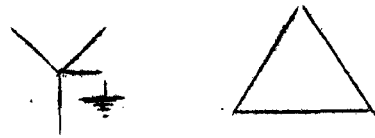


Estrella-Delta



/Estrella con

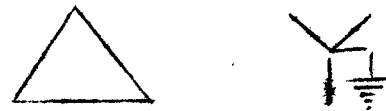
Estrella con tierra-Delta



Delta-Estrella



Delta-Estrella con tierra



Delta abierta-Delta abierta con tierra



Delta abierta-Delta abierta con derivación



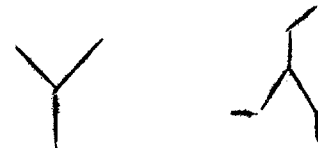
Estrella renca-Delta abierta



Delta -zig-zag



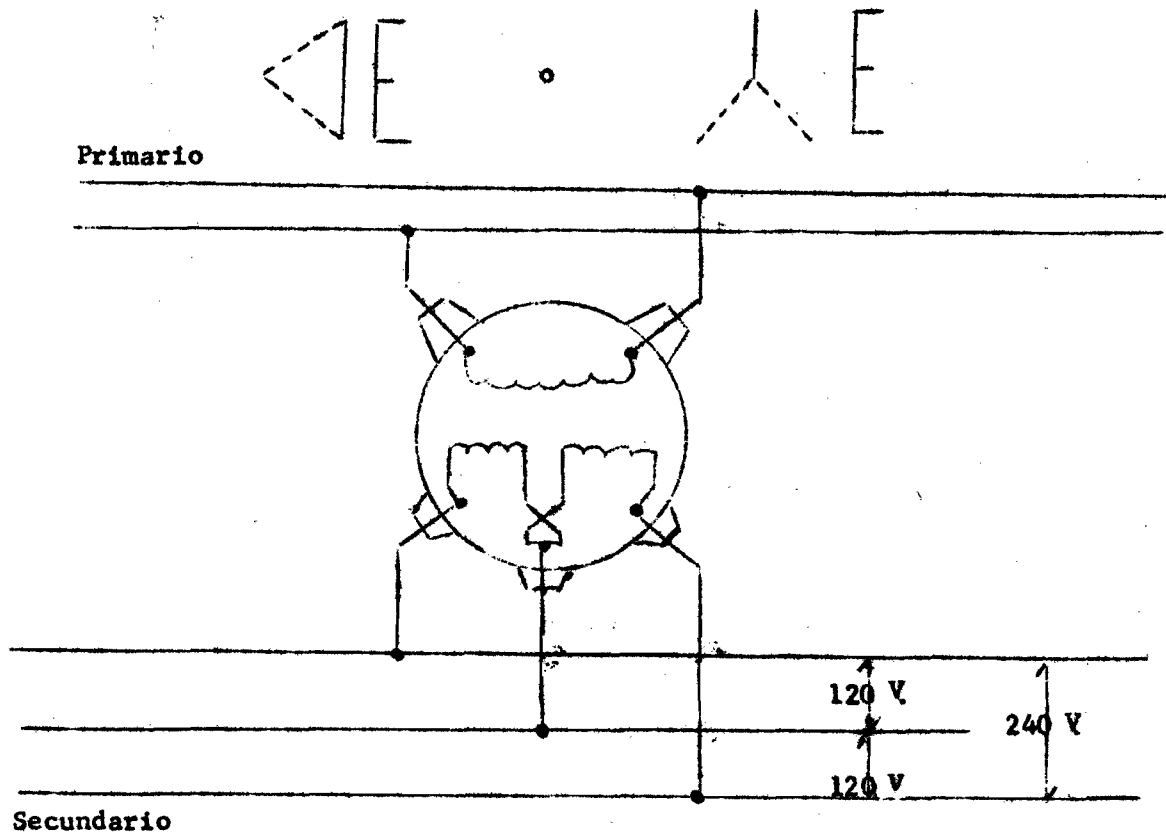
Estrella-zig-zag



4. Diagramas de conexiones de transformadores monofásicos

a) Conexiones monofásicas

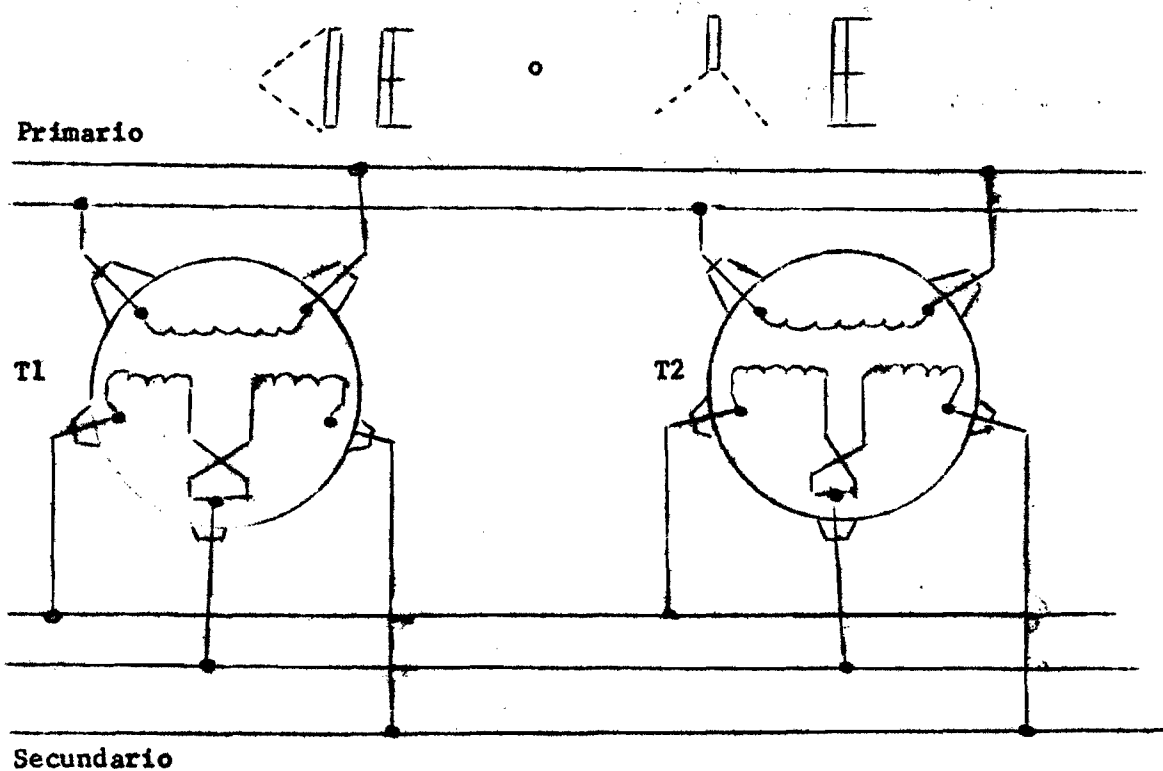
a-1) Tres hilos secundarios. (conexión serie)



Se usa frecuentemente en unidades pequeñas de distribución para suministrar tensión eléctrica a tres alambres secundarios a 120/240 voltios. Una conexión similar puede utilizarse para 240/480 voltios. El primario puede estar alimentado por una línea monofásica, por dos hilos de una línea trifásica o por un hilo y el neutro de una línea trifásica.

Las cargas a 120 voltios serán preferibles cuando estén equilibradas. No se recomienda esta conexión cuando se sobrecargue uno de los devanados.

a-2) Dos unidades en paralelo



Es frecuentemente utilizada para aumentar la capacidad del banco en caso necesario. No es económica esta operación porque en dos unidades hay más pérdidas que en una sola unidad de capacidad equivalente.

Cuando la relación de la reactancia a la resistencia es aproximadamente la misma en los dos transformadores, se puede obtener la máxima capacidad del banco; de otra manera, debe tomarse el menor de los dos valores que se obtengan de las dos fórmulas siguientes:

$$\text{Capacidad del banco (transformador No. 1, no sobrecargado)} = \frac{C1 Z2 + C2 Z1}{Z2}$$

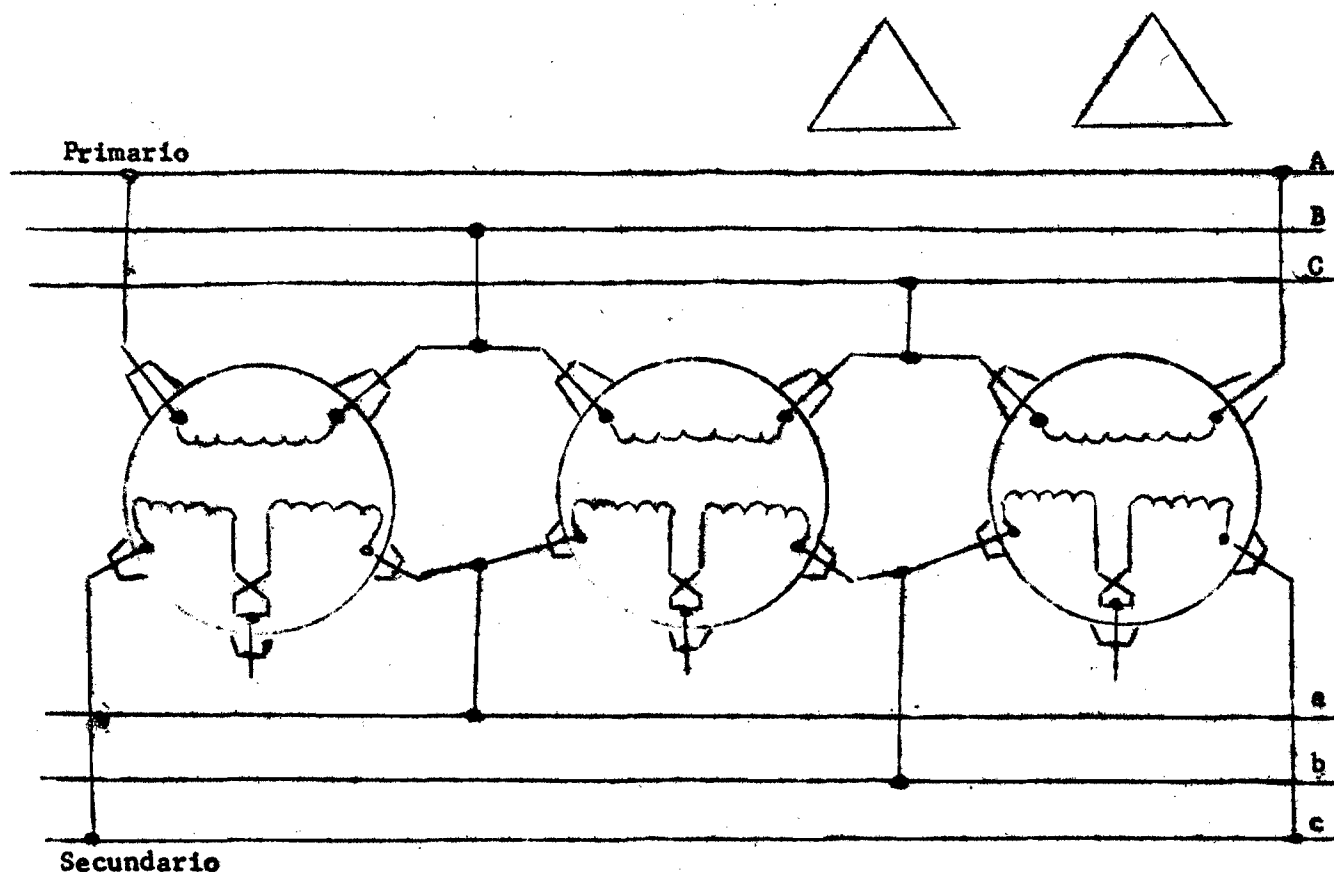
$$\text{Capacidad del banco (transformador No. 2, no sobrecargado)} = \frac{C1 Z2 + C2 Z1}{Z1}$$

C1 y C2 = kVA nominales

Z1 y Z2 = % de impedancia

b) Conexiones trifásicas

b-1) Delta - delta



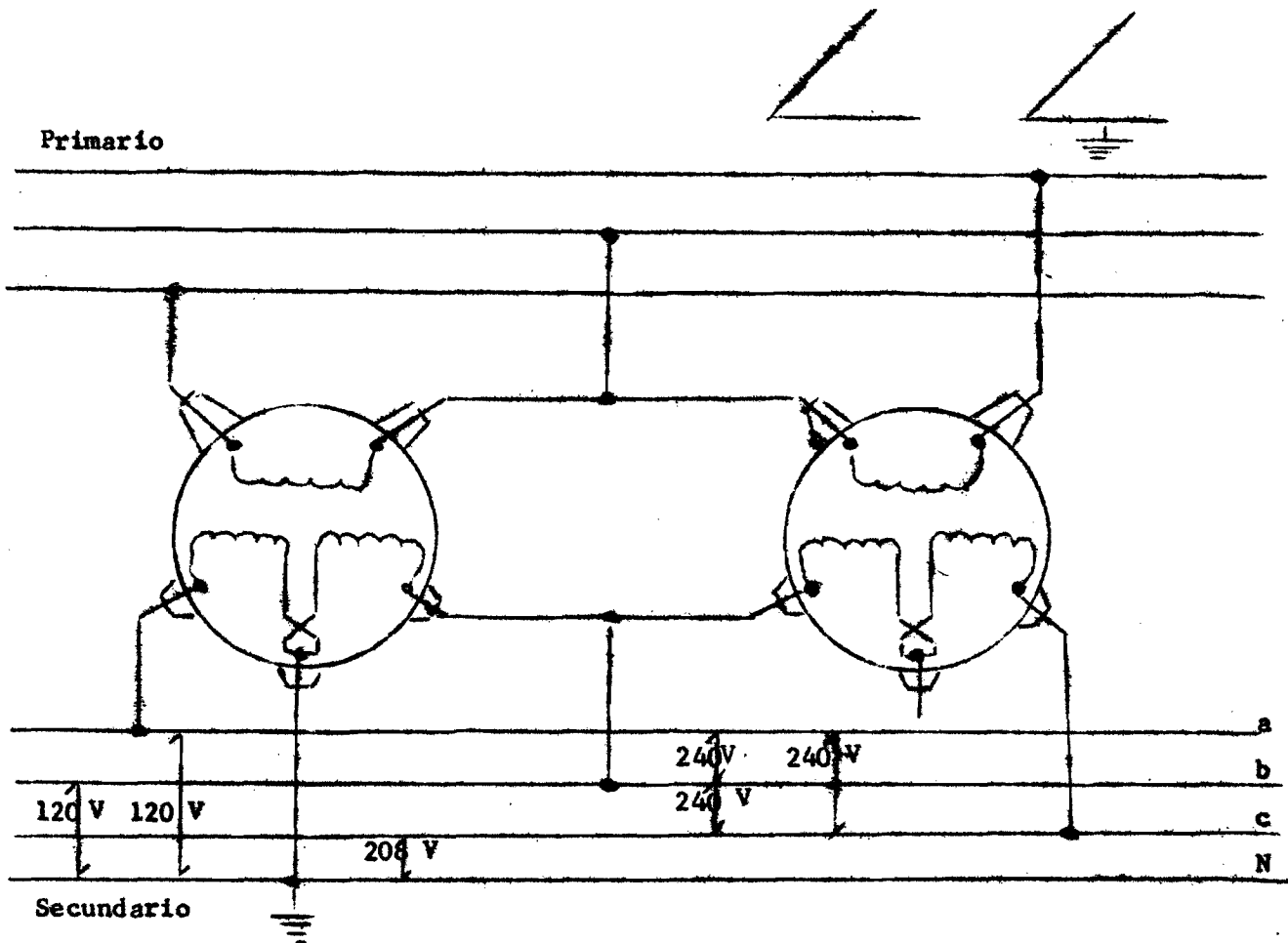
Al operar tres transformadores en conexión Delta, debe tenerse el cuidado de que las impedancias de cada una de las tres unidades sea prácticamente la misma. Cuando existe en ellas una diferencia mayor de un 10 por ciento, no puede operar la conexión, a no ser que se usen reactores para aumentar la impedancia de las unidades que la tengan baja, hasta igualar su valor a las demás.

Si la relación de voltaje no es la misma en cada uno de los transformadores, habrá una diferencia de voltaje que hará circular una corriente dentro de la Delta, la cual estará limitada por la impedancia de los tres transformadores consideradas como un circuito en serie.

Es recomendable que antes de conectar el tercer transformador para cerrar la Delta se ponga un alambre fusible en los extremos de los transformadores, cuya capacidad debe ser suficiente para llevar la corriente de excitación de los transformadores. Su empleo ofrece un medio sencillo de verificar la polaridad apropiada de los transformadores.

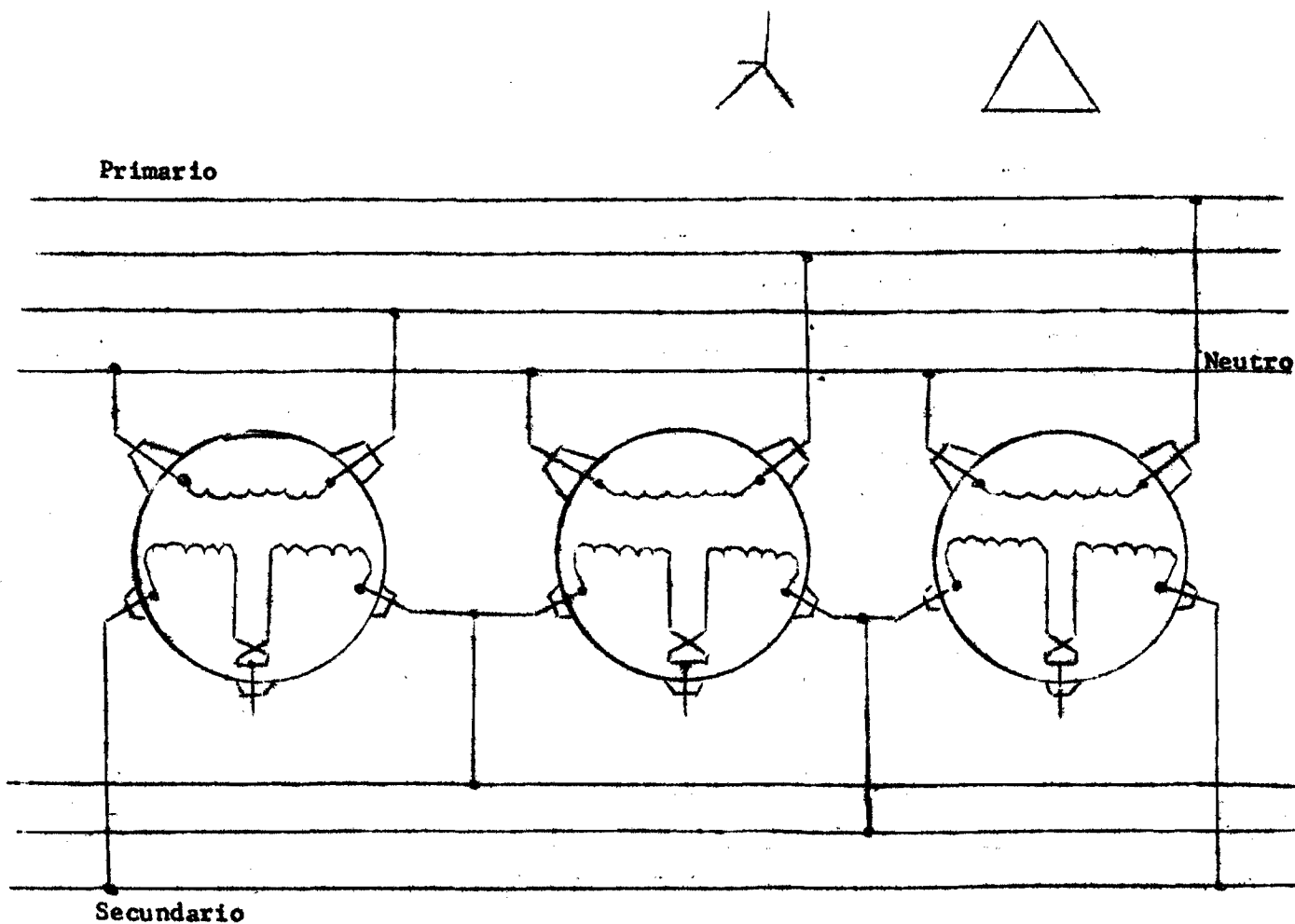
/b-2) Delta

b-2) Delta abierta - Delta abierta con tierra



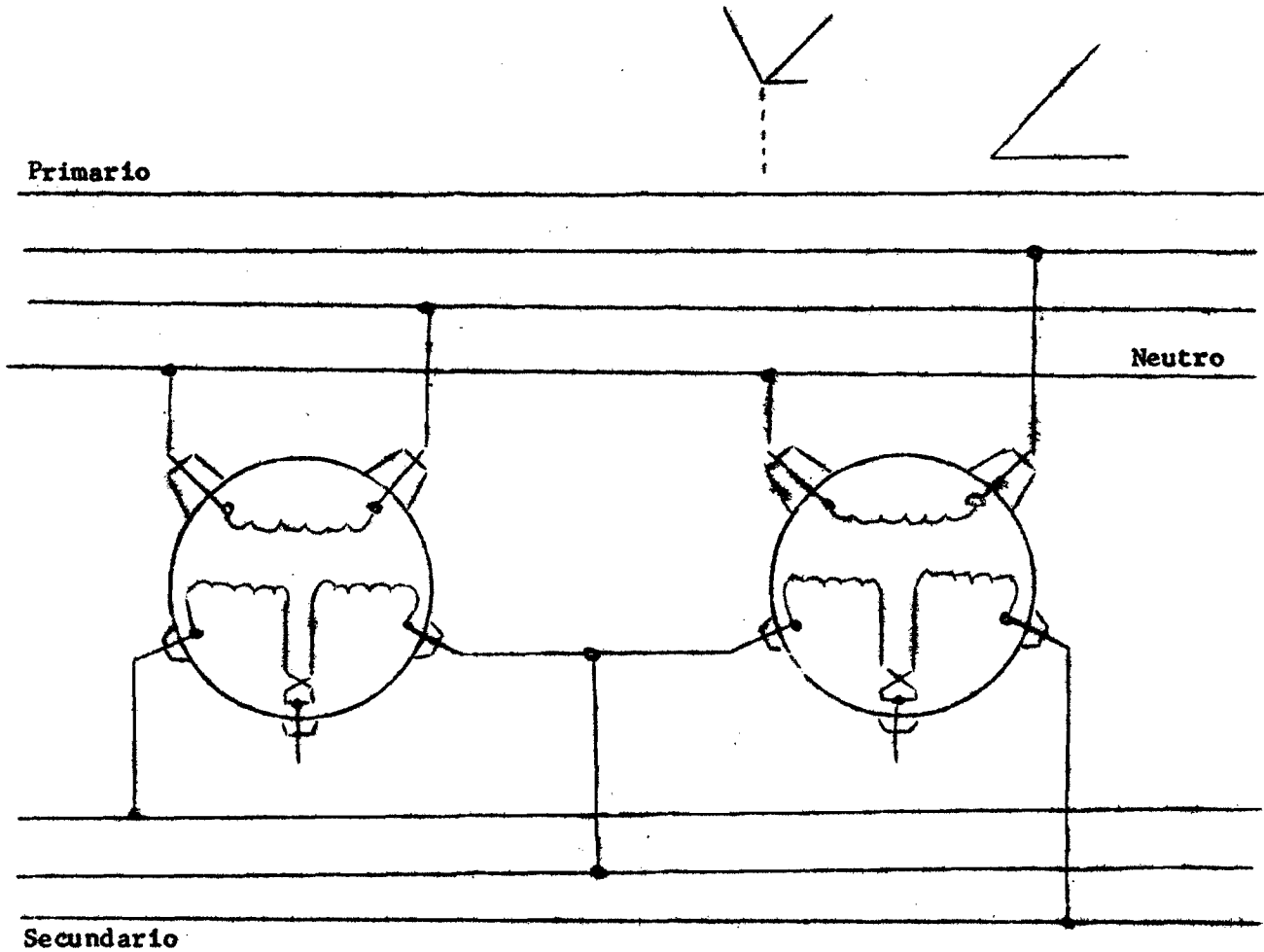
Quando se tienen dos transformadores de características semejantes, se pueden conectar en Delta abierta en los circuitos trifásicos en alta y baja. En este tipo de conexión los transformadores sólo podrán llevar el 86 por ciento de su carga. No es necesario que el porcentaje de impedancia sea el mismo, aunque si es recomendable para poder cerrar la delta en el futuro. La regulación de este banco no es tan buena como la de un banco Delta cerrada, y la caída de voltaje a través de él es mayor que a través de cada uno de los transformadores por separado.

b-3) Estrella 4 hilos - Delta

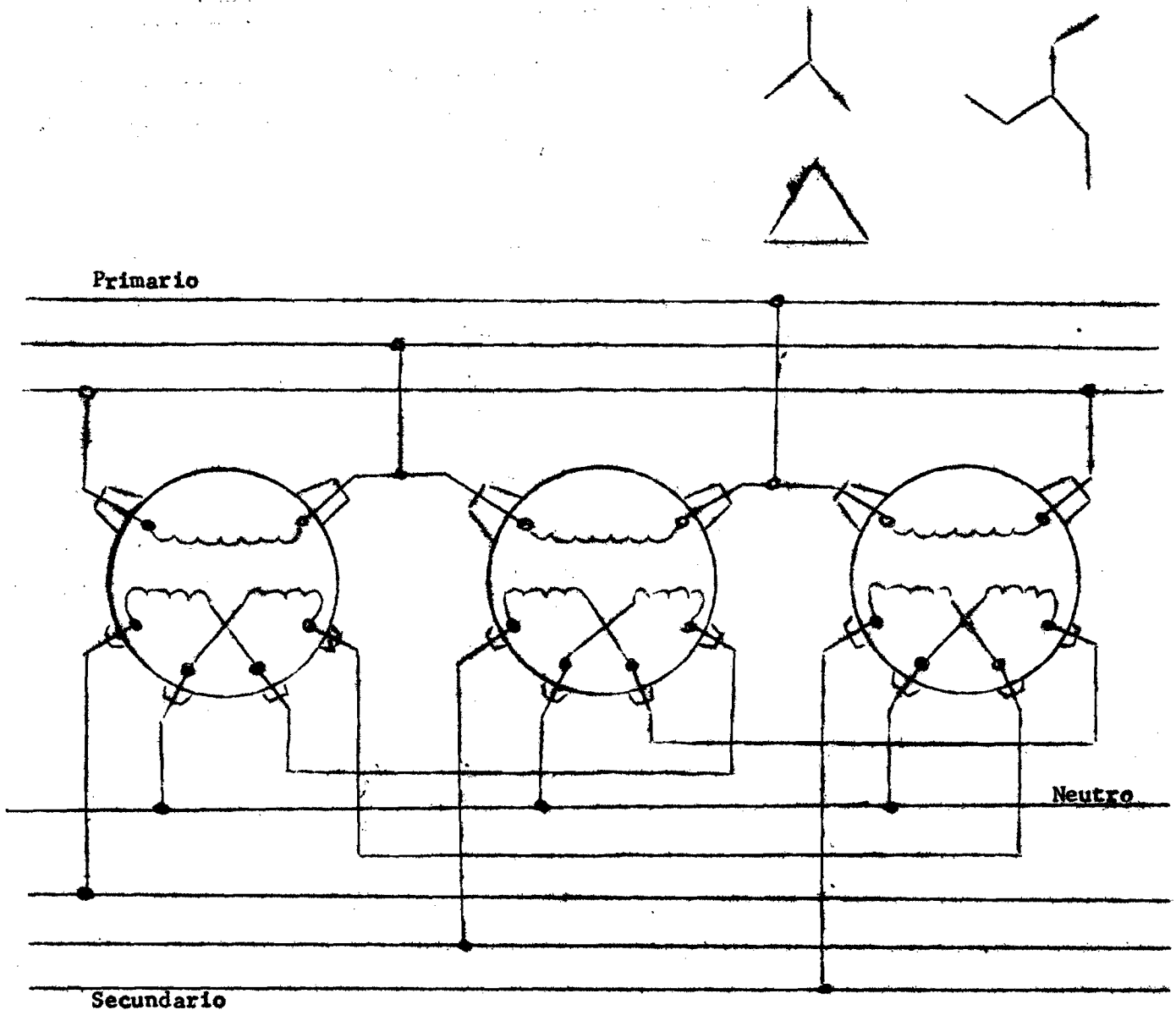


En esta conexión no es necesario que la impedancia de los tres transformadores sea la misma. El neutro de alta tensión está generalmente conectado a tierra. Todos los transformadores con tensiones eléctricas de 8 700 voltios y menores, estarán aislados para la conexión estrella en el devanado de alto voltaje.

b-5) Estrella renca, 3 hilos - Delta abierta



Esta conexión es similar a la Delta abierta - Delta abierta. El primario de cada transformador está conectado entre el neutro y uno de los hilos del sistema trifásico. Se puede obtener el 86 por ciento de la capacidad de los dos transformadores.




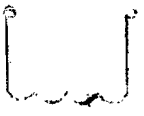
b-6) Estrella o Delta - Zig-zag (estrella interconectada)


El lado primario de este grupo puede estar conectado en Delta o en estrella. En cada mitad del devanado secundario de cada transformador existe una tensión eléctrica de 57.7 por ciento del voltaje estrella interconectado. Un banco de transformadores, para conectarse en esta forma, debe tener una capacidad 7.5 por ciento mayor que los kVA que van a transformarse.

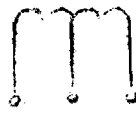
5. Designación de los voltajes nominales de los devanados

Los voltajes nominales de los devanados se designarán como sigue:



a) Devanados monofásicos


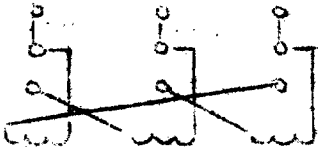

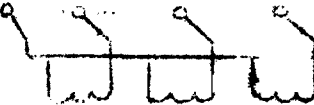
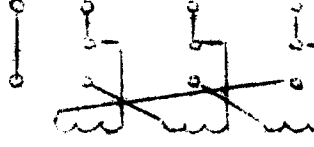
Designación	Ejemplo y diagrama	Explicación
E	<p>13 200</p> 	Indica un devanado de E voltios, apropiado para una conexión delta en un sistema de E voltios.
$E/E_1 Y$	<p>7 620/13 200 Y</p> 	Indica un devanado de E voltios, apropiado para una conexión delta en un sistema de E voltios o para conexión estrella en un sistema de E_1 voltios.
$E/E_1 Y_0$	<p>7 620/13 200 Y₀</p> 	Indica un devanado de E voltios con aislamiento reducido, apropiado para una conexión delta en un sistema de E voltios o una conexión estrella en un sistema E_1 voltios, con el neutro del transformador efectivamente conectado a tierra.
$E_1 Y_0/E$	<p>13 200 Y₀/7 620</p> 	Indica un devanado de E voltios, con aislamiento reducido en uno de los extremos del devanado o que tiene uno de los devanados conectado a tierra internamente al tanque. Dichos transformadores son apropiados para operación estrella o monofásica en un sistema de E_1 voltios. El extremo neutro del devanado estará efectivamente conectado a tierra.

Designación	Ejemplo y diagrama	Explicación
$E / 2E$	<p style="text-align: center;">120 / 240</p> 	<p>Indica un devanado cuyas secciones pueden estar conectadas en paralelo para operación a E voltios, o pueden estar conectadas en serie para operación a $2E$ voltios, o conectadas en serie con la terminal central para operación de tres conductores a $2E$ voltios, con E voltios, entre la terminal central y cada una de las terminales extremas.</p>

$2E / E$	<p style="text-align: center;">240 / 120</p> 	<p>Indica un devanado con una derivación intermedia, apropiada para operación de tres conductores a $2E$ voltios entre terminales extremas y E voltios entre la derivación intermedia y cada una de las terminales extremas.</p>
----------	---	--

b) Devanados trifásicos

Designación	Ejemplo y diagrama	Explicación
E	<p style="text-align: center;">13 200</p> 	<p>Indica un devanado conectado para operación delta en un sistema de E voltios.</p>
$E Y$	<p style="text-align: center;">13 200 Y</p> 	<p>Indica un devanado conectado en estrella, sin neutro exterior, para operar en un sistema de E voltios.</p>

Designación	Ejemplo y diagrama	Explicación
$E_1 Y / E$	<p>13 200Y / 7 620</p> 	<p>Indica un devanado conectado en estrella, con el neutro exterior, para operación en un sistema de E_1 voltios, con E voltios disponibles de la línea a neutro.</p>
$E / E_1 Y$	<p>7 620 / 13 200Y</p> 	<p>Indica un devanado que puede estar conectado en delta para operación en un sistema de E voltios, o puede estar conectado en estrella, sin el neutro exterior, para operación en un sistema de E_1 voltios.</p>
$E / E_1 Y / E$	<p>7 620 / 13 200Y / 7 620</p> 	<p>Indica un devanado que puede estar conectado en delta para operación en un sistema de E voltios, o puede estar conectado en estrella, con el neutro exterior, para operación en un sistema de E_1 voltios, con E voltios disponibles de línea a neutro.</p>
$E_1 Y_2 / E$	<p>13 200Y₂ / 7 620</p> 	<p>Indica un devanado con aislamiento reducido y el neutro exterior conectado efectivamente a tierra para operación en un sistema de E_1 voltios con E voltios disponibles de línea a neutro.</p>
$E / E_1 Y_2 / E$	<p>7 620 / 13 200Y₂ / 7 620</p> 	<p>Indica un devanado conectado en delta para operación en E voltios, o puede estar conectado en estrella con el neutro exterior conectado efectivamente a tierra para operación en un sistema de E_1 voltios, con E voltios, disponibles de línea a neutro.</p>

6. Niveles de aislamiento

a) Niveles de impulso y clases de aislamiento para los terminales del transformador

Se debe asignar a los extremos de un devanado un nivel de impulso básico y una clase de aislamiento, que indiquen las pruebas dieléctricas que dichos extremos son capaces de soportar.

Los niveles básicos de impulso y las clases de aislamiento están dados en el cuadro 1 para transformadores sumergidos en líquidos aislantes, y en el cuadro 2 para transformadores tipo seco, y se basan en las normas establecidas al respecto por U.S.A. Standards Institute (USASI), C57.12.00-1958, y C57.12.20-1964.

Los transformadores diseñados para conexión estrella únicamente, con el neutro a través de un terminal, deberán tener asignados niveles de aislamiento tanto para los extremos de línea como para el neutro.

El nivel de aislamiento del neutro puede ser menor que el de la línea, pero no debe ser menor que el que se indica en el cuadro 3.

b) Nivel de aislamiento para transformadores con derivaciones

Los transformadores pueden suministrarse con derivaciones para tensiones eléctricas mayores que el voltaje nominal, sin aumentar los niveles de aislamiento especificados en los cuadros 1 y 2, siempre y cuando estas derivaciones no excedan más del 10 por ciento de la clase de aislamiento correspondiente.

c) Nivel de impulso y clase de aislamiento para el extremo del neutro del transformador

Los transformadores diseñados para conexión estrella únicamente, con el neutro exterior sólidamente conectado a tierra, directamente o a través de un transformador de corriente, deben tener una clase de aislamiento en el neutro no menor que la especificada en el cuadro 3 y deben tener un valor correspondiente de nivel básico de impulso determinado en los cuadros 1 o 2.

Cuadro 1

**NIVELES DE AISLAMIENTO Y PRUEBAS DIELECTRICAS PARA
TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDO AISLANTE**

Clase de aislamiento (kV)	Nivel básico de impulso (NBI) (kV cresta)	Voltaje nominal entre terminales			Prueba de voltaje a baja frecuencia (kV)
		Monofásicos		Trifásicos	
		Para conexión Y en sistemas trifásicos (kV)	Para conexión Delta en sistemas trifásicos (kV)	Para conexión Delta o Y (kV)	
1.2	30	0 a 0.69	0 a 0.69*	0 a 1.2	10
2.5	45	-	-	2.5	15
5.0	60	2.89	2.89*	5.0	19
8.7	75	5.0	5.0*	8.7	26
15.0	95	8.7	15.0	15.0	34
18.0	125	14.4	-	-	40
25.0	150	14.4	25.0	25.0	50
34.5	200	19.9	34.5	34.5	70

Cuadro 2

**NIVELES DE AISLAMIENTO Y PRUEBAS DIELECTRICAS PARA TRANSFORMADORES
TIPO SECO**

Clase de aislamiento (kV)	Nivel básico de impulso (NBI) (kV cresta)	Voltaje nominal entre terminales			Prueba de voltaje a baja frecuencia (kV)
		Monofásicos		Trifásicos	
		Para conexión Y en sistemas trifásicos (kV)	Para conexión Delta en sistemas trifásicos (kV)	Para conexión Delta o Y (kV)	
1.2	10	0 a 0.69	0 a 0.69*	0 a 1.2	4
2.5	20	-	-	2.5	10
5.0	25	2.89	2.89*	5.0	12
8.7	35	5.0	5.0*	8.7	19
15.0	50	8.7	15.0	15.0	31

Nota: Las tensiones eléctricas nominales intermedias entre las clases de aislamiento anotadas, se deben considerar en la clase de aislamiento próxima superior, exceptuando la clase de aislamiento 18 que se aplica únicamente en el caso previsto en el cuadro 4. La clase de aislamiento para devanados de posible conexión estrella o delta se determina por el voltaje nominal de conexión estrella.

/*Observaciones

*Observaciones a los cuadros 1 y 2

Los transformadores de distribución monofásicos, para tensiones eléctricas de 8.7 kV y menores deben diseñarse para ambas conexiones, estrella y delta, y deben estar aislados para tensiones eléctricas de prueba que correspondan a la conexión estrella, de tal manera que un solo aparato sirva para conectarse en estrella o en delta. Los voltajes de prueba para dichos transformadores, cuando se operan en conexión delta, deben tener por lo tanto un nivel superior de aislamiento que el necesario para su tensión nominal. La clase de aislamiento de 2.5 kV se usa únicamente para transformadores trifásicos.

Cuadro 3

CLASE DE AISLAMIENTO MINIMA DEL NEUTRO PARA TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS AISLANTES

Clase de aislamiento en los extremos de línea del devanado en kV	Clase de aislamiento mínimo del neutro en kV	
	Sólidamente a tierra o a través de un transformador de corriente o regulador	A tierra a través de un neutralizador de falla a tierra o aislado pero protegido contra impulso
1.2	1.2	1.2
2.5	2.5	2.5
5.0	5.0	5.0
8.7	8.7	8.7
15.0	8.7	8.7
25.0	8.7	15.0
34.5	8.7	25.0

La clase de aislamiento del extremo neutro de un devanado puede diferir de la clase de aislamiento del terminal del neutro colocado en el tanque del transformador. En este caso, la clase de aislamiento del neutro sobre la cual se basan las pruebas de impulso, es la menor de las dos condiciones.

7. Relaciones de transformación, derivaciones y capacidades

Las relaciones de transformación, derivaciones y capacidades nominales para los transformadores de distribución se especifican en los cuadros 4 y 5 para transformadores monofásicos y trifásicos, respectivamente.

Cuadro 4

TRANSFORMADORES MONOFASICOS

Voltaje nominal preferido del sistema	Alto voltaje del transformador				Capacidad nominal ^{a/}		
	Voltaje nominal	Nivel básico de impulso (kV)	Derivaciones		120 240 ^{b/}	2 400	7 620
			Arriba	Abajo			
2 400 / 4 160Y	2 400 / 4 160Y	60	Ninguna	Ninguna	5 - 50	-	-
			2-2.5 %	2-2.5 %	75 - 167	-	-
7 620	7 620	75	2-2.5 %	2-2.5 %	5 - 167	-	-
7 620 / 13 200Y	7 620 / 13 200Y	95	2-2.5%	2-2.5%	5 - 167	-	-
7 620 / 13 200Y	13 200Y / 7 620 ^{c/}	95	2-2.5%	2-2.5%	5 - 167	-	-
14 400	13 800	95	14 400/14 100	13 500/13 200	5 - 167	50-167	-
14 400 / 24 940Y	14 400 / 24 940Y ^{d/}	125	Ninguna	13 800/13 200	5 - 167	50-167	-
				12 870/12 540 ^{e/}			
14 400 / 24 940Y	24 940Y / 14 400 ^{d/}	125		13 800/13 200	5 - 167	-	-
				12 870/12 540	-	-	-
19 920 / 34 500Y	34 400Y / 19 900 ^{d/}	125	2-2.5 %	2-2.5 %	15 - 167	-	-
34 500	34 400	200	2-2.5%	2-2.5 %	25 - 167	50-167	167

a/ Las capacidades en kVA separadas por un guión (-) indican que todas las capacidades intermedias están incluidas.
b/ La baja tensión nominal de 120/240 es apropiada para servicio serie, múltiple o de 3 hilos.
c/ Una sola terminal en alta tensión
d/ Usado sólo cuando las condiciones del sistema de tierras permite el uso de pararrayos de 18 kV.
e/ Voltaje más bajo operará a menor capacidad que la nominal del transformador. Todos los demás serán a capacidad nominal.

/Cuadro 5

Cuadro 5

TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Voltaje nominal preferido del sistema	Alto voltaje del transformador				Capacidad nominal ^{a/} 120 / 208 Y
	Voltaje nominal	Nivel básico de impulso (kV)	Derivaciones		
			Arriba	Abajo	
2 400 / 4 160Y	4 160Y _n / 2 400	60	Ninguna	Ninguna	15-75
			2-2.5 %	2-2.5 %	75-150
7 620 / 13 200Y	13 200Y _n / 7 620	95			
			2-2.5 %	2-2.5 %	15-150
14 400 / 24 940Y	24 940Y _n / 14 400	125			
			2-2.5 %	2-2.5 %	75-150
19 920 / 34 500Y	34 400Y _n / 19 920	200			
			2-2.5%	2-2.5%	75-150

^{a/} Las capacidades en kVA separadas por un guión (-) indican que todas las capacidades intermedias están incluidas.

/Observaciones

Observaciones a los cuadros 4 y 5

a) Voltajes nominales

Los voltajes nominales están basados en la relación de vueltas de los devanados. La relación de los voltajes está sujeta al efecto de regulación a diferentes cargas y factores de potencia.

b) Voltaje de las derivaciones

El valor de la variación máxima del voltaje que se obtenga con las derivaciones no debe exceder de 10 por ciento de la tensión eléctrica nominal.

c) Capacidad de las derivaciones

Todas las derivaciones deben ser a capacidad nominal en kVA, excepto cuando se indique de manera diferente, en cuyo caso se debe indicar en la placa de características.

d) Relación de transformación y tolerancia

La tolerancia para la relación de transformación cuando el transformador está sin carga debe ser de 0.5 por ciento en todas sus derivaciones.

8. Polaridad, desplazamiento angular y designación de terminales

a) Polaridad de transformadores monofásicos

Todos los transformadores monofásicos hasta 200 kVA y 8 700 voltios en el devanado de alto voltaje (tensión eléctrica de bobinas) deben ser de polaridad aditiva.

Todos los demás transformadores monofásicos deben ser de polaridad substractiva.

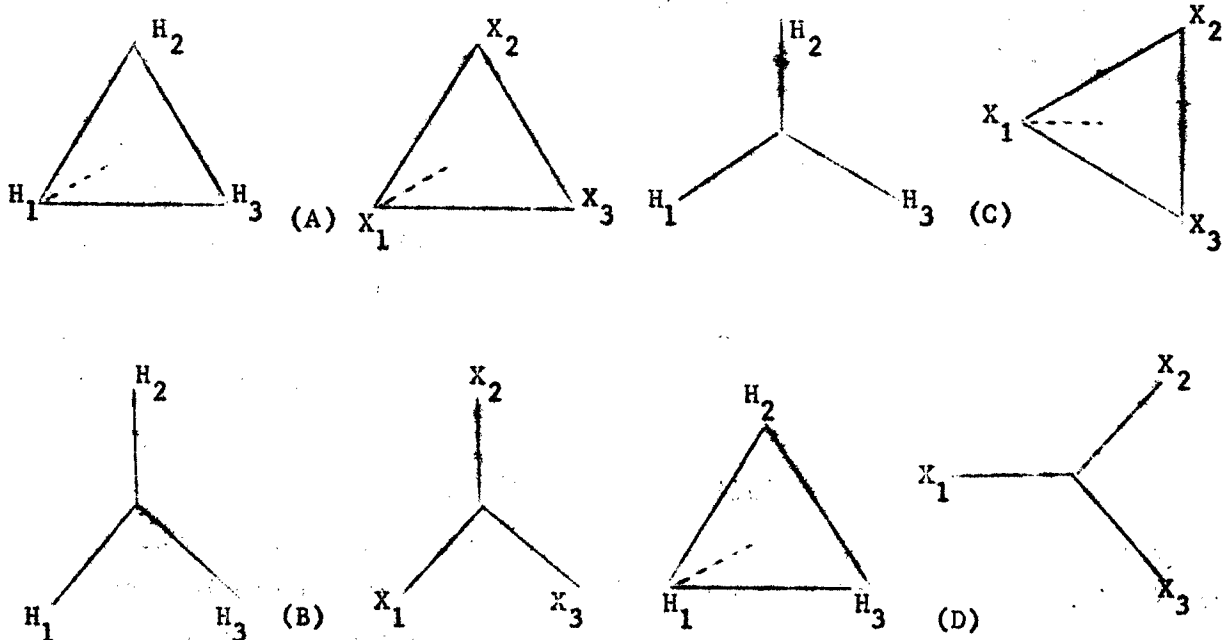
/b) Desplazamiento

b) Desplazamiento angular

El desplazamiento angular de un transformador polifásico es el ángulo expresado en grados, entre el vector que representa la tensión eléctrica de línea a neutro de una fase de alto voltaje y el vector que representa la tensión eléctrica de línea a neutro en la fase correspondiente en el lado de bajo voltaje.

El desplazamiento angular entre tensiones eléctricas terminales de alto y bajo voltaje en transformadores con conexiones delta-delta o estrella-estrella deben ser de 0° , como se muestra en las figuras (A) y (B).

El desplazamiento angular entre tensiones eléctricas terminales de alto y bajo voltaje de transformadores trifásicos con conexiones estrella-delta o delta-estrella debe ser de 30° , y el bajo voltaje atrasado con respecto al alto voltaje, como se muestra en las figuras (C) y (D)



c) Designación de terminales

En general, los devanados de un transformador deben distinguirse uno del otro como sigue:

1) En los transformadores de dos devanados, el de alta tensión eléctrica se designa con la letra H y el de baja tensión eléctrica con la letra X.

2) En los transformadores de más de dos devanados, éstos se designan con las letras H, X, Y y Z. La secuencia de esta designación se determina como sigue:

El devanado de tensión eléctrica más alta se designa con la letra H y los demás devanados con las letras X, Y y Z, en el orden decreciente de las tensiones eléctricas. En el caso en que dos o más devanados tengan el mismo voltaje pero de diferente capacidad en kVA, se asignan las letras en orden decreciente según la capacidad. Si dos o más devanados tienen la misma tensión eléctrica y la misma capacidad, las designaciones se hacen arbitrariamente.

3) En general, las terminales del transformador se identifican con una letra mayúscula y un número como subíndice. (H_1 , H_2 , H_3 , X_1 , X_2 , X_3 , etc.)

4) La terminal del neutro en transformadores trifásicos se debe marcar con la letra propia del devanado y con el subíndice cero, o sea H_0 , X_0 .

5) Una terminal de neutro que sea común a dos o más devanados de transformadores monofásicos o trifásicos debe ser marcada con la combinación de las letras de los devanados, con el subíndice cero, o sea $H_0 X_0$.

9. Placa de características

El fabricante debe fijar en cada transformador una lámina resistente a la corrosión, en la que se indique, con caracteres legibles a simple vista, las características del transformador, sus datos importantes de operación y las referencias necesarias para su instalación.

Dicha placa deberá contener básicamente la siguiente información:

Número de serie de fabricación	
Clase (OA, OA/FA, etc.)	(a)
Número de fases	
Frecuencia 60 Hz	
Capacidad nominal (kVA)	(b)
Voltajes nominales	(c) (d)
Voltajes de las derivaciones	(d) (e)
Sobre elevación de temperatura (°C)	
Polaridad (transformadores monofásicos)	
Diagrama Vectorial (transformadores polifásicos)	
Impedancia (por ciento)	(f)
Pesos aproximados en kilogramos	(g)
Diagrama de conexiones	(h)
Número de patente (a opción del fabricante)	
Nombre del fabricante	
Número de instructivo de instalación y operación	
La palabra que identifique el tipo de aparato (transformador, autotransformador, etc.)	
Identificación y cantidad del líquido aislante en litros	(i)
Altitud de operación en metros s.n.m.m.	
Nivel básico de impulso (NBI)	

Notas:

(a) En función de los sistemas de disipación de calor, los transformadores se clasifican como sigue:

- i) Transformadores secos, enfriados por aire
 - Auto enfriados (clase AA)
 - Enfriados por aire forzado (clase AFA)
 - Auto enfriados/enfriados por aire forzado (clase AA/FA)
- ii) Transformadores sumergidos en líquidos aislantes enfriados por aire
 - Auto enfriados (clase OA)
 - Enfriados por aire forzado (clase FA)
 - Auto enfriados/enfriados por aire forzado (clase OA/FA)

(b) Cuando la clase de un transformador implique más de una capacidad, deben indicarse todas las capacidades.

(c) Las tensiones eléctricas nominales de un transformador se designarán por los voltajes nominales de cada devanado, separados por un guión. Si el transformador es adecuado para conexión en estrella, la placa deberá indicarlo así.

/(d) En

(d) En transformadores especiales con más de una tensión eléctrica nominal en el devanado de alto voltaje, la placa de características deberá indicar dichos voltajes y las capacidades correspondientes. También deberá indicar las derivaciones en las tensiones eléctricas adicionales.

(e) Las tensiones eléctricas de las derivaciones de un devanado se designarán ordenando los voltajes de cada derivación del devanado separados por una diagonal, o se indicarán en forma tabular. La tensión eléctrica de cada derivación se expresará en voltios, excepto cuando tengan variaciones uniformes de 2.5 o 5 por ciento, en cuyo caso podrán expresarse como porcentaje de la tensión eléctrica nominal. Las derivaciones se identificarán en la placa de características y en el indicador de posiciones del cambiador de derivaciones por medio de letras o números en orden consecutivo. El número "1" o la letra "A" se asignará a la derivación de máxima tensión eléctrica.

(f) Se deberá indicar el porcentaje de impedancia entre cada par de devanados. A continuación de los porcentajes de impedancia se deberá mostrar el voltaje base, y si el transformador tiene más de una capacidad nominal se deberá indicar la capacidad base.

(g) Se deberán indicar los pesos aproximados en la siguiente forma:

Conjunto interior	kg
Tanque y accesorios	kg
Líquido aislante	kg
Peso total	kg

(h) Se deberán identificar en la placa de características y/o en el diagrama de conexiones todos los devanados, así como las terminales exteriores.

(i) Se indicará la cantidad en litros del líquido aislante tanto para el tanque principal como para cada una de las cámaras que lo contengan.

PROYECTO DE NORMA CRNE-8

NIVELES DE AISLAMIENTO EN LINEAS DE DISTRIBUCION
DE ENERGIA ELECTRICA

Bibliografía

Standard Handbook for Electrical Engineers. Ninth Edition. A. E. Knowlton.

Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica e Instalaciones Auxiliares de Telecomunicación. Luis María Checa. Madrid, España, 1948.

USA Standards Institute. Series C.29. Wet-Process Porcelain Insulators. 1961-1962.

Anteproyecto de Nuevas Instalaciones y Modificaciones a las Actuales para el Suministro de Energía Eléctrica a la Población de Sonoita, Sonora, México. Tesis profesional. Gerardo Aguirre Gamboa, 1967.

National Electrical Safety Code, 6th edition, USASI, C2.2-1960.

1. Introducción

La selección del aislamiento apropiado para una línea de transmisión o distribución de energía eléctrica debe basarse en consideraciones sobre factores de operación del sistema, tales como la tensión eléctrica de la línea y los niveles básicos de impulso de los equipos de la subestación, así como en consideraciones de carácter económico, fijadas por la relación correctamente proporcionada entre el nivel de aislamiento escogido y las tensiones eléctricas de operación.

El objeto que se persigue en este documento es llegar a un acuerdo en cuanto al criterio fundamental de diseño que debe regir la selección del aislamiento apropiado para las líneas de distribución de energía eléctrica.

2. Consideraciones generales

Con dicho propósito en mente se procedió a obtener información de las diferentes empresas eléctricas del Istmo sobre los niveles de aislamiento utilizados en sus líneas de distribución, la que se puede resumir de la manera siguiente, según la clase de aislador de espiga especificado por las normas NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica y en función de las tensiones eléctricas nominales de sus sistemas:

<u>Voltaje nominal en kV</u>	<u>Clase de aislador NEMA utilizado</u>
2.4/4.16	55-2 y 55-3
7.62	55-3 y 55-4
7.62/13.2	55-3; 55-4 y 55-5
14.4	55-5
14.4/24.94	55-5 y 56-2
19.92	56-3
19.92/34.5	56-3 y 56-4

/La clase

La clase de aisladores de suspensión, de carrete y de tensión más comúnmente utilizados por las empresas, según las normas NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica, son las siguientes:

Aisladores de suspensión	52-1; 52-2; 52-3 y 52-4
Aisladores de carrete	53-1; 53-2 y 53-5
Aisladores de tensión	54-1; 54-2 y 54-4

Los datos anteriores se basan en la información que, hasta la fecha actual, ha sido posible recoger de las diferentes empresas.

Para el análisis anterior se usó como referencia la clasificación de aisladores NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica, por ser en esa forma como las empresas eléctricas del Istmo suministraron la información solicitada. Lo importante de dicho análisis y de las consideraciones que siguen, es tener una referencia en cuanto a los requisitos mínimos de diseño que deben regir para seleccionar un nivel de aislamiento en las líneas de distribución de energía eléctrica. Al establecerse una industria de aisladores en la región, las normas de fabricación deberán coordinarse con el ICAITI.

En el cuadro 1 se especifican las características eléctricas de los aisladores mencionados, en cuanto a los voltajes e impulsos críticos de arqueo, según las normas NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica.

Ya que debe existir una relación entre la tensión eléctrica de arqueo del aislamiento y el voltaje de operación de la línea, así como entre las tensiones eléctricas de impulso crítico de arqueo y el nivel básico de impulso (NBI) del equipo de subestación conectado a la línea, se ha considerado necesario obtener dichas relaciones para los aisladores de espiga mencionados, las que se detallan en el cuadro 2, en el que se han tomado los valores de las tensiones eléctricas de arqueo en húmedo por representar éstos la condición atmosférica más desfavorable y común en el Istmo Centroamericano. En cuanto al nivel básico de impulso (NBI), se han tomado los valores especificados en la propuesta de norma sobre transformadores de distribución. Este cuadro se ilustra al final con la norma usual en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México para efectos comparativos.

Cuadro 1

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LOS AISLADORES

Normas NEMA de los Estados Unidos

(kV)

Tipo de aisladores	Arqueo en seco, baja frecuencia	Arqueo en húmedo, baja frecuencia <u>a/</u>	Impulso crítico de arqueo		Dimensiones (pulgadas)
			Positivo	Negativo	
52 - 1	60	30	100	100	6 Ø
52 - 2	65	35	115	115	7 1/2 Ø
52 - 3	80	50	125	130	10 Ø
52 - 4	80	50	125	130	10 Ø
53 - 1	20	8 - 10			2 1/4x2 1/8
53 - 2	25	12 - 15			3 1/8x3
53 - 5	35	18 - 25			4x4 1/8
54 - 1	25	12			3 1/2x2 1/2
54 - 2	30	15			4 1/2x2 7/8
54 - 4	40	23			6 3/4x3 1/2
55 - 2	50	25	75	95	3 1/4x3 3/4
55 - 3	65	35	100	130	3 3/4x4 3/4
55 - 4	70	40	110	140	4 3/8x5 1/2
55 - 5	85	45	140	170	4 7/8x7
56 - 2	110	70	175	225	6 1/2x9
56 - 3	125	80	200	265	7 1/2x10 1/2
56 - 4	140	95	225	310	9 1/2x12

a/ Cuando se dan dos valores, el primero es vertical y el segundo horizontal.

Cuadro 2

CARACTERISTICAS DE AISLADORES Y CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN LINEAS

(kV)

Voltaje nominal sistema	Clase de aislador espiga (NEMA)	Arqueo húmedo baja frecuencia	Voltaje operación al neutro	Relación 3/4	Impulso crítico de arqueo (positivo)	Nivel básico impulso (NBI) equipo	Relación 6/7
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
2.4/4.16	55 - 2	25	2.4	10.4	75	60	1.25
	55 - 3	35	2.4	14.6	100	60	1.66
7.62	55 - 3	35	7.62	4.6	100	75	1.33
	55 - 4	40	7.62	5.2	110	75	1.47
7.62/13.2	55 - 3	35	7.62	4.6	100	95	1.05
	55 - 4	40	7.62	5.2	110	95	1.16
	55 - 5	45	7.62	5.9	140	95	1.47
14.4	55 - 5	45	14.4	3.1	140	95	1.47
14.4/24.94	55 - 5	45	14.4	3.1	140	125	1.12
	56 - 2	70	14.4	4.8	175	125	1.40
19.92	56 - 3	80	19.92	4.0	200	125	1.60
19.92/34.5	56 - 3	80	19.92	4.0	200	125	1.60
	56 - 4	95	19.92	4.7	225	125	1.80
34.500	56 - 3	80	19.92	4.0	200	200	1.00
	56 - 4	95	19.92	4.7	225	200	1.12
<u>Normas de la CFE de México</u>							
Hasta 13.2	55 - 4	40	7.62	5.2	110	95	1.16
22	56 - 1	60	12.7	4.7	150	150	1.00
33	56 - 3	80	19	4.2	200	200	1.00

De los cuadros anteriores se puede observar que la mínima relación existente entre la tensión eléctrica de arqueo en húmedo y el voltaje de operación con respecto al neutro del sistema es de 3.1, y que la máxima relación entre dichos factores, sin tomar en cuenta el sistema de 2.4/41.16 kV, es de 5.9. La primera se presenta al utilizar la clase de aislador NEMA 55-5 en el sistema de 14.4/24.94 kV, y la segunda al usar la misma clase de aislador en sistemas de 7.62/13.2 kV.

En lo que respecta a la relación entre el impulso crítico de arqueo y el nivel básico de impulso (NBI) del equipo terminal, se puede observar que es siempre igual o mayor que la unidad.

Si se analizan las características del tipo de aislador NEMA 56-1 y sus condiciones de operación en los sistemas de 14.4 kV y 14.4/24.94 kV, se pueden observar los resultados siguientes en kV:

Voltaje nominal sistema	Clase aislador (NEMA)	Arqueo húmedo baja frecuencia	Voltaje operación al neutro	Relación 3/4	Impulso crítico de arqueo (positivo)	Nivel básico impulso (NBI) equipo	Relación 6/7
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
14.4	56-1	60	14.4	4.1	150	95	1.57
14.4/ 24.94	56-1	60	14.4	4.1	150	125	1.2

Aquí se observa que la sustitución del aislador clase NEMA 55-5 por el 56-1 mejora las condiciones de operación de la línea.

3. Conclusiones y propuesta de norma

De las consideraciones anteriores, con base en las normas prácticas usuales en diferentes países y en los buenos resultados obtenidos con ellas en cuanto a la confiabilidad en la operación de líneas de distribución, se formula la siguiente propuesta de norma:

/a) En la

a) En la selección del aislamiento para una línea de distribución de energía eléctrica se cumplirán los siguientes requisitos:

- i) La tensión eléctrica de arqueo del aislamiento en atmósfera húmeda a la frecuencia de operación del sistema (60 hertz), será igual o mayor a cuatro (4) veces el valor del voltaje nominal de operación de la línea con respecto al neutro del sistema
- ii) La tensión eléctrica de arqueo al impulso del aislamiento de la línea será igual o mayor que el nivel básico de aislamiento al impulso (NBI) del equipo de subestación conectado a la línea.

b) Con base en los requisitos del artículo a) anterior, la clase de aislador, según las normas NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica, que reúne las condiciones mínimas para utilizarse en los sistemas de distribución normalizados en el Istmo Centroamericano, son las siguientes:

<u>Voltaje nominal en kV</u>	<u>Clase de aislador NEMA para condicio- nes mínimas</u>
2.4/4.16	55-2
7.62	55-3
7.62/13.2	55-3
14.4	56-1
14.4/24.94	56-1
19.92	56-3
19.92/34.5	56-3
34.5	56-3

c) La presente norma no ha tomado en consideración las condiciones especiales en zonas de alto nivel de tormenta, cercanía al mar o a volcanes, o el paso por lugares con atmósferas cargadas de polvo, productos químicos, etc., las cuales ameritan consideración especial en cada caso, sino únicamente las condiciones normales de operación en el área.

4. Observaciones adicionales al documento original

El cuadro 3 de la página 57 contiene información detallada sobre los diferentes tipos de aisladores utilizados por las empresas eléctricas del Istmo, según las normas NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica. Las dos últimas columnas de dicho cuadro corresponden a información suministrada por la Comisión Federal de Electricidad de México para efectos comparativos, y a la propuesta de norma presentada al CRNE en este documento, sobre nivel mínimo de aislamiento.

Debido a las normas de construcción que será necesario elaborar de acuerdo con el programa de trabajo del CRNE, se considera conveniente que el Comité se pronuncie sobre la necesidad de normalizar los diferentes tipos de aisladores de carrete, tensión y suspensión, utilizados por las empresas eléctricas en sus sistemas de distribución.

El cuadro 1 se ha completado con información sobre las dimensiones de los aisladores más comunmente utilizadas por los ingenieros de las empresas eléctricas, con el objeto de facilitar su identificación.

En lo que respecta a los aisladores de carrete, el de uso más generalizado es el 53-2 (3" de altura). En cuanto a aisladores de tensión, los tipos más usuales son el 54-1 y el 54-4. (3 1/2" y 6 3/4" de largo respectivamente.)

Respecto a los aisladores de suspensión, los tipos más utilizados son el 52-1, 52-3 y 52-4 (6", 10" y 10" de diámetro respectivamente). Las características eléctricas y mecánicas de los tipos 52-3 y 52-4 son idénticas y ambos difieren únicamente en sus sistemas de fijación; el primero es del tipo de rótula y bola y el segundo de horquilla y ojo.

El ICE de Costa Rica y la CPFL de Panamá utilizan el tipo de aislador NEMA 52-9 (tipo horquilla y ojo de 4 1/4" de diámetro), cuyas características eléctricas son muy similares a las del tipo 52-2 (7 1/2" de diámetro), y debido a los buenos resultados obtenidos y a su mejor precio, la CPFL está tendiendo a generalizar su uso.

En caso de que el CRNE lo estime conveniente, la normalización de los tipos de aisladores mencionados podría quedar incluida en la presente propuesta de norma.

/Como punto

Como punto de interés, se incluye el cuadro 4 en el que se comparan las características de los aisladores de suspensión utilizados por las empresas eléctricas, y la relación entre sus correspondientes valores de voltajes de arqueo en húmedo y la tensión eléctrica de operación con respecto al neutro del sistema.

El cuadro 5 es una comparación de la norma propuesta con la norma práctica usual en España^{1/} que especifica que "en la práctica, la determinación del aislamiento necesario para las líneas a tensiones baja y media puede ser hecha en condiciones normales, admitiendo un aislador capaz de soportar en seco una tensión dada por la fórmula $15 + 3U$ kilovoltios, en la que U es la tensión entre fases en kV". Como se puede observar, la condición mínima de aislamiento requerida por dicha norma es idéntica a la propuesta de este documento, en cuanto a la escogencia del aislador de espiga clase NEMA que satisface dichos requisitos de aislamiento.

Otra comparación que se ha considerado interesante, es la ponencia de la UNESA (Unidad Eléctrica, S. A. de Madrid, España), para el Reglamento de Instalaciones Eléctricas sobre el nivel de aislamiento necesario en líneas aéreas de alta tensión, propuesta en 1946, que dice lo siguiente: "Artículo 104. Aislamiento. El aislamiento de los conductores se obtendrá mediante cadenas de aisladores que tengan características mecánicas y eléctricas suficientes al fin que se persigue. Este aislamiento será suficiente para resistir la tensión de $4U/\sqrt{3}$, siendo U la tensión compuesta nominal en kilovoltios, bajo lluvia de 3 mm, con una inclinación de 45 grados sobre la cadena dispuesta de manera análoga a como se utilice en la práctica. La resistividad del agua utilizada en el ensayo será de 10 000 ohmios centímetro."

Analizando la ponencia anterior, se observa que básicamente el nivel mínimo de aislamiento requerido para una línea determinada, es de un valor idéntico al propuesto en este documento.

Según las normas alemanas VDE, el voltaje mínimo de descarga bajo lluvia que deberá tener el aislamiento de los conductores, será igual o mayor que 11 kV para tensiones eléctricas entre conductores de 1 a 2.5 kV en el extremo

1/ Punto 2 de la bibliografía.

final de la línea. Para voltajes mayores que 2.5 kV, el nivel mínimo de aislamiento antes dicho deberá ser igual o mayor a $1.1 (2.2U + 20)$ kV, siendo U la tensión eléctrica entre conductores en el extremo final de la línea.

En el cuadro 6 se han comparado los valores obtenidos según la norma VDE anterior con los requisitos mínimos propuestos en este documento, tomando como "U" el valor de la tensión eléctrica entre fase y neutro, al igual que entre fases. Como se puede observar, en el primer caso el aislador equivalente clase NEMA que llena el requisito mínimo de aislamiento es el mismo de la presente propuesta, excepto para la tensión eléctrica de 7.6/13.2 kV, en que dicho aislador es el tipo 55-5 en vez del 55-3. En el segundo caso, las normas VDE requieren un nivel superior de aislamiento para todos los voltajes. Se ha considerado necesario ilustrar ambos casos, pues aunque un ejemplo ilustrativo en la fuente de información de la norma VDE interpreta "U" como el voltaje entre fases, lo hace para calcular el nivel de aislamiento necesario para las cadenas de aisladores de una línea de 132 kV, y no para el cálculo del nivel mínimo de aislamiento de un aislador de espiga. Utilizando en "U" el valor de la tensión eléctrica nominal de operación al neutro, los resultados son muy semejantes a la práctica usual en las empresas del Istmo, y a la presente propuesta de norma.

Finalmente se incluye como referencia una traducción de parte del artículo 276, del National Electrical Safety Code de los Estados Unidos (USASI C2.2-1960), que dice lo siguiente: "Selección de Aisladores. Párrafo C. Aisladores para voltajes nominales entre conductores. Para seleccionar los aisladores que se deben usar para cualquier voltaje nominal entre conductores con base en el voltaje de prueba, se deberán tomar en consideración las condiciones bajo las cuales operará la línea, como sigue: 1) En los casos en que el sistema sea de extensión moderada, en campo abierto, sujeto a lluvias intermitentes y rayos moderados, se deberán usar aisladores que tengan valores de arqueo no menores que los dados en la tabla 30. 2) En los casos en que las condiciones de operación sean más severas que las establecidas en el punto 1), debido a la extensión del sistema, a que haya tormentas excepcionalmente severas, a condiciones atmosféricas malas (causadas por humos químicos, polvo

de cemento, niebla salina u otro material extraño), o a una larga temporada seca con gran acumulación de polvo seguida por humedad, se deberán usar aisladores que tengan un voltaje de arqueo mayor que el dado en la tabla 30 u otros medios igualmente efectivos de aumentar el aislamiento. El aumento debe ser determinado por las condiciones locales y la experiencia".

Como puede observarse en el cuadro 7, en el que se ha reproducido la tabla 30 mencionada arriba, modificada por ciertas interpolaciones para obtener los voltajes normalizados por el CRNE, los requisitos mínimos de la propuesta de norma de este documento son mayores que los de la norma USASI para 24.94 y 34.5 kV, lo cual se considera conveniente debido a las condiciones de operación en el área y a la experiencia de las empresas eléctricas del Istmo.

Cuadro 3

CLASES DE AISLADORES UTILIZADOS EN EL ISTMO CENTRALERICANO
(Según normas NEMA)

Voltajes nominales (Voltios)	INDE	EEG	CEL	CAESS	ENEE	ENALUF	ICE	CNFL	IRRE	CPFL	CPE	Propuesta de norma
120/240	53-2	53-2	53-2	53-2	53-2	53-2	53-1 53-2		53-2	53-2	53-2	
120/208	53-2	53-2	53-2	53-2	53-2	53-2	53-1 53-2		53-2	53-2	53-2	
2400/4160	55-2		55-2	55-2	55-2	55-2	55-3	55-2	55-3	55-4	55-4	55-2
7620	55-3	55-4	55-4	-	55-4						55-4	55-3
7620/13200	55-3	55-4	55-4		55-4	55-4	55-4 55-5	55-4	55-4	55-4	55-4	55-3
14	55-5		-								56-1	56-1
14400/24940	55-5		-	56-1		56-2					56-1	56-1
19920	56-3		-								56-3	56-3
19920/34500	56-3		-				56-4	56-3	56-3		56-3	56-3
Aisladores de suspensión	52-4	52-1 52-4	52-1 52-3	52-1 52-4	52-1 52-2 52-4	52-1 52-4	52-1 52-2 52-3 52-9	52-1 52-3	52-1 52-3	52-2 ^{a/} 52-3 52-9	52-3 52-4 52-9	52-1 52-3
Aisladores de carrete	53-2 53-5	53-2	53-2	53-2	53-2	53-2	53-1 53-2	53-2	53-2	53-2	53-2	53-2
Aisladores de tensión			54-1 54-2 54-4			54-1	54-1 54-4	54-2 54-4				54-1 54-2

a/ De rótula y bola.

Cuadro 4

CARACTERÍSTICAS DE AISLADORES DE SUSPENSION

Clase de aislador NEMA	Diámetro del disco	Arqueo en húmedo baja frecuencia (kV)	Relación arqueo en húmedo/kV operación al neutro			
			2.4	7.62	14.4	19.92
52-1	6"	30	12.5	3.9		
52-2	7 1/2"	35	14.6	4.5	2.4	
52-3	10"	50	20.8	6.5	3.4	2.5
52-4	10"	50	20.8	6.5	3.4	2.5
52-9	4 1/4"	35	14.6	4.5		

Cuadro 5

COMPARACION DE NORMA PROPUESTA CON NORMA PRACTICA USUAL ESPAÑOLA

Voltaje nominal (kV)	Propuesta CRNE (NEMA)	Voltaje de arco en seco (kV)	Normal usual española (kV)	Clase NEMA equivalente
2.4/4.16	55-2	50	27.5	55-2
7.6/13.2	55-3	65	54.6	55-3
14.4/24.94	56-1	95	89.8	56-1
19.92/34.5	56-3	125	118.5	56-3

Cuadro 6

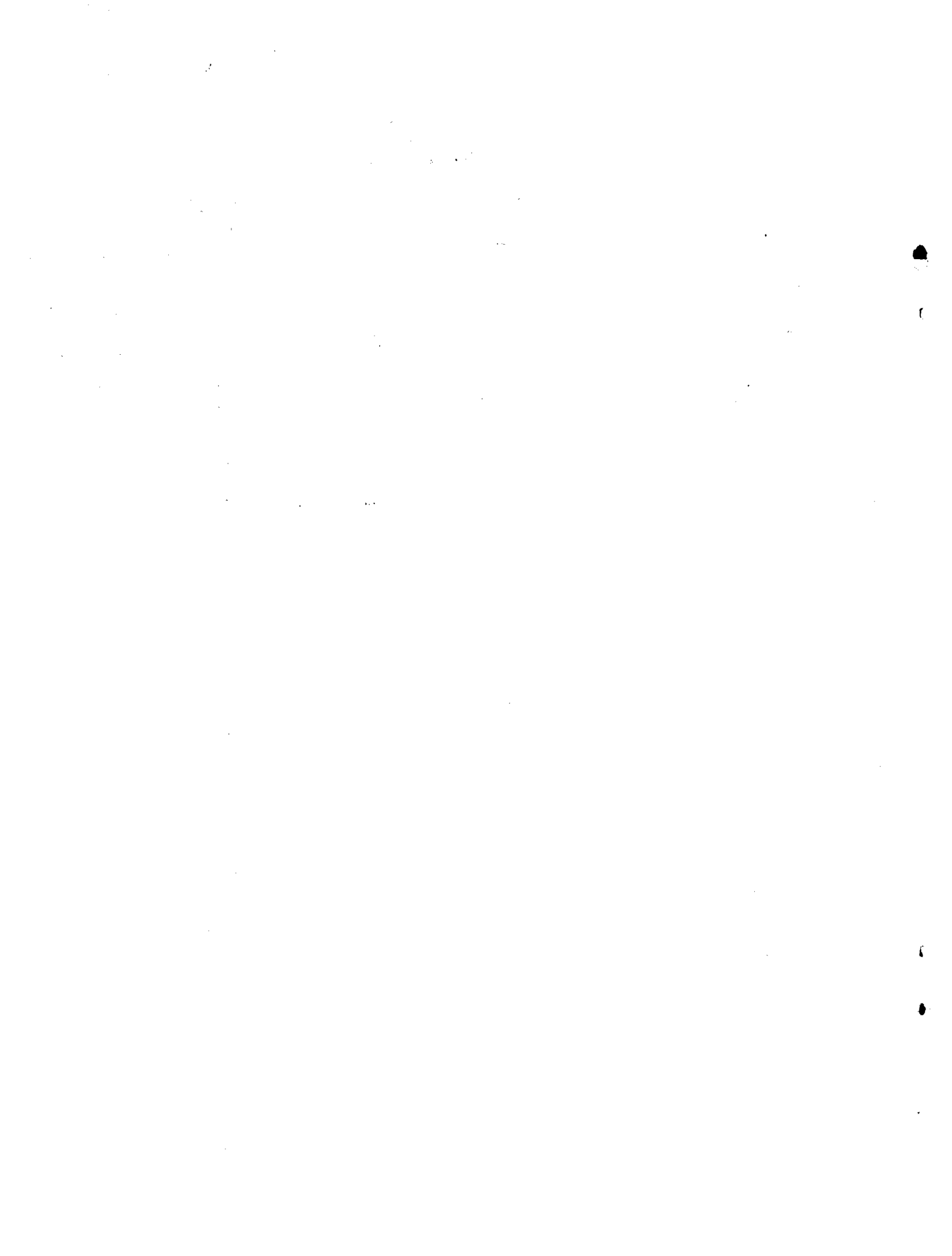
COMPARACION DE NORMA PROPUESTA CON NORMA VDE ALEMANA

Voltaje nominal (kV)	Propuesta CRNE (NEMA)	Voltaje de arqueo en húmedo (kV)	Norma VDE voltaje al neutro (kV)	Clase NEMA equivalente	Norma VDE voltaje entre fases (kV)	Clase NEMA equivalente
2.4/4.16	55-2	25	11	55-2	32.1	55-3
7.6/13.2	55-3	35	40.4	55-5	53.9	56-1
14.4/24.94	56-1	60	56.8	56-1	82.4	56-4
19.92/34.5	56-3	80	70.2	56-3	105.5	56-5

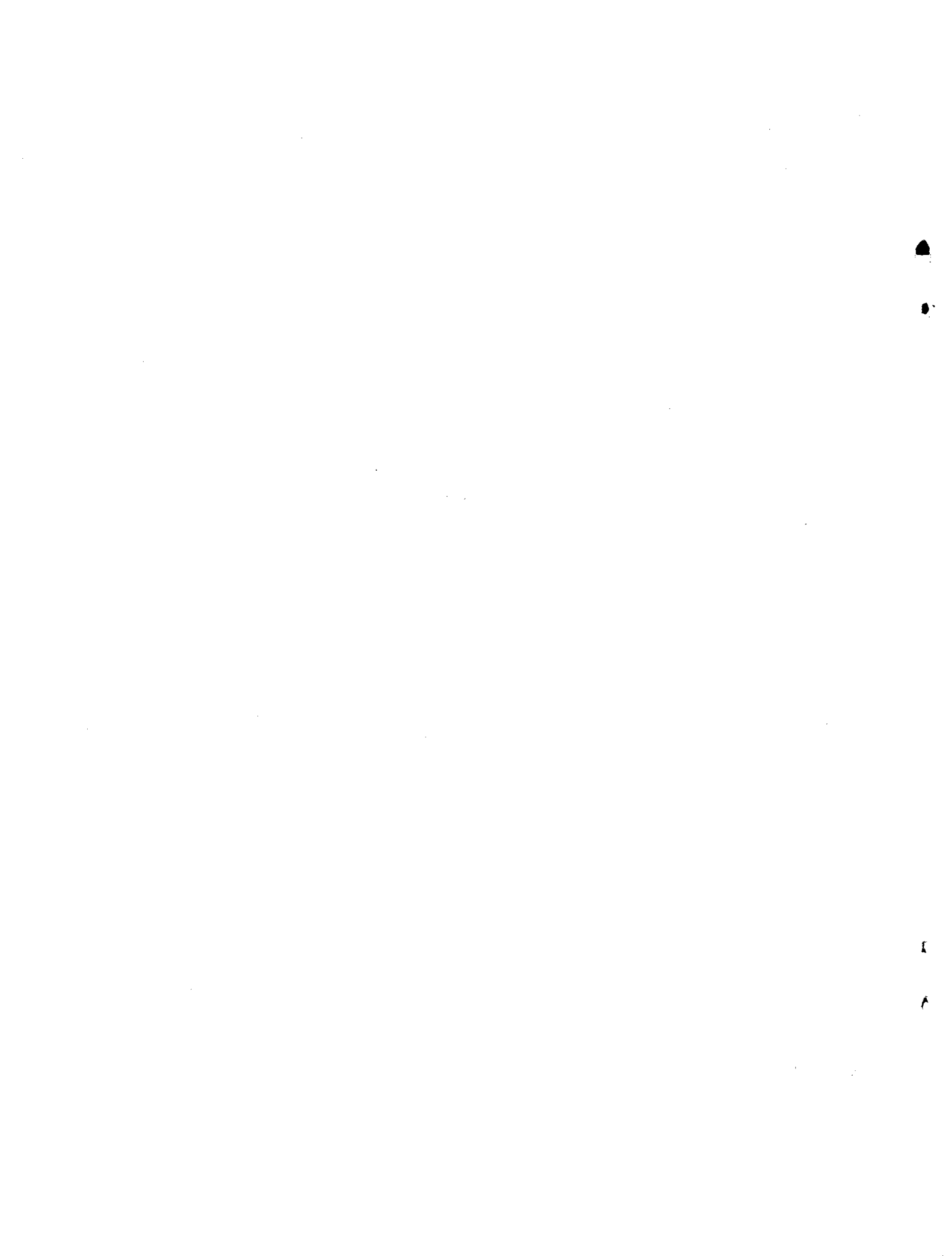
Cuadro 7

COMPARACION DE NORMA PROPUESTA CON NORMA USASI C 2.2

Voltaje nominal (kV)	Voltaje mínimo arqueo en seco USASI (kV)	Norma USASI		Propuesta CRNE	
		Clase NEMA	Arqueo seco	Clase NEMA	Arqueo seco
4.16	27.3	52-2	50 kV	55-2	50 kV
13.2	55.0	55-3	65	55-3	65
24.94	79.2	55-5	85	56-1	95
34.5	100.0	56-2	110	56-3	125



PROYECTO DE NORMA CRNE-9
SELECCION DE CALIBRES Y MATERIALES DE CONDUCTORES



1. Introducción

La selección del tipo de conductor en cuanto a su material de fabricación y la escogencia del calibre más conveniente para una determinada línea de distribución de energía eléctrica, se basan en una serie de consideraciones fundamentales de diseño que se relacionan directamente entre sí, como son la carga que se debe abastecer, su factor de potencia, el voltaje de operación, la regulación de voltaje, el costo de la energía perdida, los cargos fijos anuales (costo del conductor, estructuras y fundaciones), etc.

Las consideraciones anteriores están fuera del alcance de esta norma, que trata únicamente de uniformar los tipos y calibres de los conductores que se deberán usar en las líneas de distribución, después de haber tomado en cuenta en su diseño todos los requerimientos mencionados para cada caso específico.

2. Tipos y calibres de conductores más usuales

Con el objeto de formar mejor criterio sobre este asunto se efectuó un estudio en los países del Istmo, tendiente a definir cuáles son los calibres y materiales de los conductores más usados por las diversas empresas eléctricas en sus líneas de distribución primarias y secundarias y acometidas de servicio, del que se obtuvo el siguiente resultado:

<u>Tipo de conductor</u>	<u>Calibres más usuales (AWG)</u>
ACSR	4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 266.8 y 336.4 MCM
AA	6, 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 300 MCM
Cobre	10, 8, 6, 4, 2, 2/0, 3/0, 4/0
Cobre concéntrico	12, 10, 8, 6, 4, 2
Multiplex ACSR	
Duplex	8, 6, 4, 2
Triplex	8, 6, 4, 2, 1/0, 3/0, 4/0
Cuadruplex	8, 6, 4, 2, 1/0, 4/0

/Multiplex AA

Multiplex AA	
Duplex	8, 6, 4, 2
Triplex	8, 6, 4, 2, 1/0
Cuadriplex	8, 6, 4, 2, 1/0

Se observó, además, una fuerte tendencia hacia el uso del aluminio, especialmente del tipo ACSR, en sustitución del cobre, tanto en líneas primarias y secundarias como en las acometidas de servicio. En estas últimas el uso del conductor tipo multiplex está muy generalizado.

En los sistemas que se instalan en las zonas cercanas al mar, en donde existe el problema de la corrosión, se tiende también al uso del conductor de aluminio.

3. Recomendación de la Phelps Dodge de Centroamérica, S. A.

En el mes de agosto de 1967, la Phelps Dodge de Centroamérica, S. A. dirigió una carta circular a las empresas centroamericanas distribuidoras de energía eléctrica sobre normalización de conductores eléctricos, basada en las conclusiones a que se llegó en la Convención de Ejecutivos y Técnicos de Empresas Centroamericanas Distribuidoras de Energía Eléctrica, realizada en San Salvador en el mes de marzo de ese mismo año, "con el objeto de poder ofrecer el mejor servicio en cuanto a entregas, precios y disponibilidad inmediata" de sus productos.

Por considerarse de sumo interés los conceptos expresados en dicha circular, y con el objeto de aprovechar los estudios llevados a cabo por los asistentes a la convención mencionada, todos ellos delegados de las empresas representadas en el Comité Regional de Normas Eléctricas, se incluye a continuación un resumen de las recomendaciones hechas por la Phelps Dodge al respecto.

<u>Tipo de conductor</u>	<u>Calibres recomendados (AWG)</u>
ACSR	6, 5, 4, 2, 1/0, 2/0, 4/0
AA (forro intemperie)	6, 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0
Cobre	4, 2 (cables de potencia de 5 kV, forrados)

/Cobre

Cobre concéntrico	2
Multiplex ACSR	
Duplex	6, 4
Triplex	6, 4, 2, 1/0, 3/0, 4/0
Cuadruplex	6, 4, 2, 1/0, 4/0
Multiplex AA	
Duplex	6, 4
Triplex	6, 4, 2
Cuadruplex	4, 2

4. Conclusiones y propuestas de norma

De las consideraciones anteriores se puede derivar la siguiente propuesta de norma:

- a) Los conductores eléctricos se designarán por su calibre usando el sistema AWG (American Wire Gauge) de los Estados Unidos de Norteamérica;
- b) Las características propias de cada conductor, tales como diámetro, área, espesor del aislamiento, peso, resistencia eléctrica, tensión de ruptura, etc., deberán especificarse usando el sistema métrico decimal, y
- c) Se adoptan como normales los siguientes tipos de conductores y calibres en las líneas de distribución de energía eléctrica, primarias y secundarias y en las acometidas de servicio.

<u>Tipo de conductor</u>	<u>Calibres normales (AWG)</u>
ACSR	4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 266.8 y 336.4 MCM
AA	6, 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 300 MCM
Cobre	6, 4, 2, 2/0, 3/0, 4/0
Multiplex ACSR	
Duplex	8, 6, 4, 2
Triplex	8, 6, 4, 2, 1/0, 3/0, 4/0
Cuadruplex	8, 6, 4, 2, 1/0, 4/0
Multiplex AA	
Duplex	8, 6, 4, 2
Triplex	8, 6, 4, 2, 1/0
Cuadruplex	8, 6, 4, 2, 1/0
Cobre concéntrico	8, 6, 4, 2

