



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA:

INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE TARIFAS

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



DIVISION DE
EDUCACIÓN
CONTINUA

Programa 2004

TARIFAS ACTUALES

EN TÉRMINOS GENERALES, LAS TARIFAS SE APLICAN DEPENDIENDO DE LAS CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL SERVICIO QUE SE CONSIDERA.

TARIFA	DESCRIPCIÓN	TIPO	APLICACIÓN
1	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	SE APLICA A TODOS LOS SERVICIOS QUE DESTINEN LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO EXCLUSIVAMENTE DOMÉSTICO, CUALQUIERA QUE SEA LA CARGA CONECTADA INDIVIDUALMENTE A CADA VIVIENDA. SÓLO SE SUMINISTRA EN BAJA TENSIÓN Y NO DEBE APLICARSE NINGUNA OTRA TARIFA.
DAC	SERVICIO DOMÉSTICO DE ALTO CONSUMO	ESPECÍFICA	SE APLICA A TODOS LOS SERVICIOS DE ALTO CONSUMO (PROMEDIO DE MAS DE 250 kWh/mes) QUE DESTINEN LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO EXCLUSIVAMENTE DOMÉSTICO, CUALQUIERA QUE SEA LA CARGA CONECTADA INDIVIDUALMENTE A CADA VIVIENDA. LOS USUARIOS PODRÁN SER SUMINISTRADOS EN MEDIA TENSIÓN CON LA TARIFA HORARIA CORRESPONDIENTE.
1 - A	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	EN LOCALIDADES CUYA TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN VERANO SEA DE 25° C . COMO MÍNIMO DURANTE DOS MESES CONSECUTIVOS O MÁS. CUANDO ALCANCE EL LÍMITE INDICADO DURANTE TRES O MAS AÑOS DE LOS ÚLTIMOS CINCO DE QUE SE DISPONGA INFORMACIÓN POR LA SECRETARÍA DEL MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES.
1 - B	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 28° C
1 - C	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 30° C
1 - D	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 31° C
1 - E	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 32° C
1 - F	SERVICIO DOMÉSTICO	ESPECÍFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 33° C
2	SERV. GRAL. HASTA 25 kW	GENERAL	SERVICIO GENERAL EN BAJA TENSIÓN HASTA 25 kW DE DEMANDA
3	SERV. GRAL. MAS DE 25 kW	GENERAL	SERVICIO GENERAL EN BAJA TENSIÓN PARA MÁS DE 25 kW DE DEMANDA
5	SERV. ALUMBRADO PÚBLICO	ESPECÍFICA	SE APLICARÁ AL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN EN LAS ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
5 - A	SERV. ALUMBRADO PÚBLICO	ESPECÍFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS PERO PARA EL RESTO DEL PAÍS
6	BOMBEO AGUAS POTABLES	ESPECÍFICA	SERVICIO PÚBLICO DE BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS.
7	SERVICIO TEMPORAL	GENERAL	SERVICIO TEMPORAL EN BAJA TENSIÓN PARA CUALQUIER USO
9 - CU	RIEGO AGRÍCOLA CON CARGO ÚNICO	ESPECÍFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRÍCOLA EN BAJA O MEDIA TENSIÓN CON TITULO DE CONCESIÓN EXCLUSIVO PARA USO AGRÍCOLA.
9	RIEGO AGRÍCOLA	ESPECÍFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRÍCOLA EN BAJA TENSIÓN.
9 - M	RIEGO AGRÍCOLA MEDIA TENSIÓN	ESPECÍFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRÍCOLA EN MEDIA TENSIÓN.
O - M	ORDINARIA MEDIA TENSIÓN	GENERAL	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSIÓN, DEMANDA MENOR DE 100 kW.
H - M	HORARIA MEDIA TENSIÓN	GENERAL	HORARIA EN MEDIA TENSIÓN, DEMANDA DE 100 kW O MAS.
H - S	HORARIA ALTA T. SUBTRANS.	GENERAL	HORARIA ALTA TENSIÓN, NIVEL SUBTRANSMISIÓN, DE 35.1 A MENOS DE 230 KV.
H - T	HORARIA ALTA T. TRANSMIS	GENERAL	HORARIA ALTA TENSIÓN NIVEL TRANSMISIÓN, 230 KV O MAS



GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN
SUBGERENCIA DE ESTUDIOS ECONÓMICOS
TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS

OCTUBRE 2003

TAR	CARGO POR CONSUMO \$/kWh				MINIMOS (\$)	DEPÓSITOS DE GARANTÍA (\$)			
1	HASTA 140 kWh	1 - 75 0.523	ADICIONALES 0.631		13.08	UN HILO 106	DOS HILOS 314	TRES HILOS 368	
	DE 140 A 250 kWh	1 - 75 0.523	76 - 125 0.875	ADICIONALES 1.835					
DAC	MAS DE 250 kWh/mes *****	CARGO FIJO		1 - 500	A partir del 18-01-03				
	REGION CENTRAL	\$ 40.48	1.752			ADICIONALES 2.049			
	REGIÓN SUR	\$ 40.48	1.622		ADICIONALES 2.049				
2	CARGO FIJO (\$) 30.50	1 - 50 1.191	51 - 100 1.439		ADICIONALES 1.585	298 149	834 417	954 477	
3	CARGO x DEM. MÁX \$/kW 138.55	CARGO POR CONSUMO \$/kWh 0.872				1,108.40	Multiplicar kW contratados por 277.10		
5	*****	MEDIA TENSIÓN 1.471 \$/kWh		BAJA TENSIÓN 1.748 \$/kWh		4 hrs/día 100 % demanda	Media tensión Baja tensión	715.50 850.23	
5A		MEDIA TENSIÓN 1.216 \$/kWh		BAJA TENSIÓN 1.447 \$/kWh		4 hrs/día 100 % demanda	Media tensión Baja tensión	591.47 703.83	
6	CARGO FIJO (\$) 165.84	CARGO POR CONSUMO \$/kWh 0.910				165.84	Cualquier carga 664		
7	CARGO POR DEM \$/kW 87.04	CARGO POR CONSUMO \$/kWh 2.358				4 hrs/día 100 % demanda	El doble que resulte de aplicar los cargos a la demanda y consumo estimado, únicamente cuando hay medición		
9-CU	CARGO UNICO BAJA Y MEDIA TENSIÓN	1 - (LEA) Límite Energia Anual 0.300			EXCEDENTE 9 o 9M	EXENTA	Multiplicar kW contratados por 15.00		
9	BAJA TENSIÓN	1 - 5,000 0.358	5,001 - 15,000 0.397	15,001 - 35,000 0.435	ADICIONALES 0.475	EXENTA	Multiplicar kW contratados por 16.40		
9M	MEDIA TENSIÓN	1 - 5,000 0.358	5,001 - 15,000 0.402	15,001 - 35,000 0.438	ADICIONALES 0.479	EXENTA	Multiplicar kW contratados por 16.54		
OM	REGIÓN CENTRAL REGIÓN SUR	CARGO POR DEMANDA MÁXIMA \$/kW 84.36 84.36		CARGO POR CONSUMO \$/kWh 0.629 0.607		843.60 843.60	Multiplicar kW contratados por 168.72		

TARIFAS HORARIAS		DEM. FAC. \$/kW	CONSUMO \$/kWh			Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo
HM	TENSIÓN DE SERVICIO MAS DE 1 kV a 35 kV	R. CENTRAL R. SUR	Punta	Intermedio	Base	
HS	TENSIÓN DE SERVICIO 35.1 kV a MENOS 230 kV	R. CENTRAL R. SUR	57.74 57.74	1.8888 1.8456	0.5107 0.4804	El importe que resulte de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10 % de la demanda contratada
HT	TENSIÓN DE SERVICIO 230 kV o MAS	R. CENTRAL R. SUR	50.31 50.31	1.8486 1.8049	0.4708 0.4389	
LARGA DURACIÓN						
HS-L	TENSIÓN DE SERVICIO 35.1 kV a MENOS 230 kV	R. CENTRAL R. SUR	86.58 86.58	1.3421 1.2991	0.4905 0.4593	El importe que resulte de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10 % de la demanda contratada
HT-L	TENSIÓN DE SERVICIO 230 kV o MAS	R. CENTRAL R. SUR	75.43 75.43	1.3130 1.2694	0.4616 0.4299	
HT-L	TENSIÓN DE SERVICIO 400 kV	R. CENTRAL R. SUR	72.56 72.56	1.2802 1.2377	0.4588 0.4042	
TARIFAS ADICIONALES		BONIFICACIÓN				
I-15	PARA SERVICIOS INTERRUMPIBLES A PETICIÓN DEL USUARIO	HS y HSL HT y HTL	38.58 36.76	\$/kW POR DEMANDA INTERRUMPIBLE BONIFICABLE		
I-30		HS y HSL HT y HTL	19.27 18.37			

LA DEMANDA INTERRUMPIBLE BONIFICABLE SERA LA MÍNIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUMPIBLE CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MÁXIMA MEDIDA EN EL PERIODO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA.

DE ACUERDO A LOS DIARIOS OFICIALES DEL 7 Y 17 DE ENERO Y EL DEL 7 DE JULIO DE 2003

* Aplicar de incremento mensual acumulativo de 1 00469
 ** Aplicar de incremento mensual acumulativo de 1 00483
 *** Aplicar un factor de incremento mensual acumulativo de 1 02

CUOT DE LAS TARIFAS EN PESOS

DE ACUERDO A LOS DIARIOS OFICIALES DEL 7 Y 17 DE ENERO Y EL DEL 7 DE JULIO DE 2003

AÑO	2002												2003																																								
	TARIFA	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TARIFA	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC																									
CONSUMO DE HASTA 140 kWh MENSUALES																																																					
1-75	0.502	0.505	0.507	0.509	0.511	0.513	0.515	0.517	0.519	0.521	0.523	0.525	0.527	1-75	0.502	0.505	0.507	0.509	0.511	0.513	0.515	0.517	0.519	0.521	0.523	0.525	0.527																										
ADICIONAL	0.600	0.604	0.607	0.610	0.613	0.616	0.619	0.622	0.625	0.628	0.631	0.634	0.637	ADICIONAL	0.600	0.604	0.607	0.610	0.613	0.616	0.619	0.622	0.625	0.628	0.631	0.634	0.637																										
CONSUMO MAYOR DE 140 kWh MENSUALES																																																					
1-75	0.502	0.505	0.507	0.509	0.511	0.513	0.515	0.517	0.519	0.521	0.523	0.525	0.527	76-125	0.820	0.839	0.843	0.847	0.851	0.855	0.859	0.863	0.867	0.871	0.875	0.879	0.883																										
ADICIONAL	1.749	1.761	1.769	1.777	1.785	1.793	1.801	1.809	1.817	1.826	1.835	1.844	1.853	ADICIONAL	1.749	1.761	1.769	1.777	1.785	1.793	1.801	1.809	1.817	1.826	1.835	1.844	1.853																										
CONSUMO PROMEDIO MAYOR A LOS 250 kWh MENSUALES																																																					
DAC																																																					
R. CENTRAL																																																					
CARGO FIJO	37.37	37.59	37.79	38.52	40.42	41.45	41.32	40.37	39.48	39.77	40.48			CARGO FIJO	37.37	37.59	37.79	38.52	40.42	41.45	41.32	40.37	39.48	39.77	40.48																												
1-500	1.618	1.628	1.636	1.667	1.749	1.793	1.787	1.746	1.708	1.721	1.752			1-500	1.618	1.628	1.636	1.667	1.749	1.793	1.787	1.746	1.708	1.721	1.752																												
ADICIONAL	1.892	1.903	1.913	1.950	2.046	2.098	2.091	2.043	1.998	2.013	2.049			ADICIONAL	1.892	1.903	1.913	1.950	2.046	2.098	2.091	2.043	1.998	2.013	2.049																												
R. SUR																																																					
CARGO FIJO	37.37	37.59	37.79	38.52	40.42	41.45	41.32	40.37	39.48	39.77	40.48			CARGO FIJO	37.37	37.59	37.79	38.52	40.42	41.45	41.32	40.37	39.48	39.77	40.48																												
1-500	1.498	1.507	1.515	1.544	1.620	1.661	1.656	1.618	1.582	1.594	1.622			1-500	1.498	1.507	1.515	1.544	1.620	1.661	1.656	1.618	1.582	1.594	1.622																												
ADICIONAL	1.892	1.903	1.913	1.950	2.046	2.098	2.091	2.043	1.998	2.013	2.049			ADICIONAL	1.892	1.903	1.913	1.950	2.046	2.098	2.091	2.043	1.998	2.013	2.049																												
CONSUMO PROMEDIO MENOR A LOS 250 kWh MENSUALES																																																					
CARGO FIJO	28.17	28.34	28.49	29.04	30.47	31.24	31.14	30.42	29.75	29.97	30.50			CARGO FIJO	28.17	28.34	28.49	29.04	30.47	31.24	31.14	30.42	29.75	29.97	30.50																												
1-50	1.099	1.106	1.112	1.133	1.189	1.219	1.215	1.187	1.161	1.170	1.191			1-50	1.099	1.106	1.112	1.133	1.189	1.219	1.215	1.187	1.161	1.170	1.191																												
51-100	1.330	1.338	1.345	1.371	1.438	1.475	1.470	1.436	1.404	1.414	1.439			51-100	1.330	1.338	1.345	1.371	1.438	1.475	1.470	1.436	1.404	1.414	1.439																												
ADICIONAL	1.464	1.473	1.481	1.509	1.583	1.623	1.618	1.581	1.546	1.557	1.585			ADICIONAL	1.464	1.473	1.481	1.509	1.583	1.623	1.618	1.581	1.546	1.557	1.585																												
CARGO x DEM	127.96	128.73	129.40	131.88	138.37	141.88	141.44	138.17	135.13	136.13	138.55			CARGO x DEM	127.96	128.73	129.40	131.88	138.37	141.88	141.44	138.17	135.13	136.13	138.55																												
CARGO x kWh	0.806	0.811	0.815	0.831	0.872	0.894	0.891	0.870	0.851	0.857	0.872			CARGO x kWh	0.806	0.811	0.815	0.831	0.872	0.894	0.891	0.870	0.851	0.857	0.872																												
CONSUMO PROMEDIO MENOR A LOS 140 kWh MENSUALES																																																					
5																																																					
MEDIA TENSION	1.401	1.408	1.415	1.422	1.429	1.436	1.443	1.450	1.457	1.464	1.471	1.478	1.485	MEDIA TENSION	1.401	1.408	1.415	1.422	1.429	1.436	1.443	1.450	1.457	1.464	1.471	1.478	1.485																										
BAJA TENSION	1.667	1.676	1.684	1.692	1.700	1.708	1.716	1.724	1.732	1.740	1.748	1.756	1.764	BAJA TENSION	1.667	1.676	1.684	1.692	1.700	1.708	1.716	1.724	1.732	1.740	1.748	1.756	1.764																										
5A																																																					
MEDIA TENSION	1.156	1.162	1.168	1.174	1.180	1.186	1.192	1.198	1.204	1.210	1.216	1.222	1.228	MEDIA TENSION	1.156	1.162	1.168	1.174	1.180	1.186	1.192	1.198	1.204	1.210	1.216	1.222	1.228																										
BAJA TENSION	1.377	1.384	1.391	1.398	1.405	1.412	1.419	1.426	1.433	1.440	1.447	1.454	1.461	BAJA TENSION	1.377	1.384	1.391	1.398	1.405	1.412	1.419	1.426	1.433	1.440	1.447	1.454	1.461																										
6																																																					
CARGO FIJO	157.97	158.80	159.57	160.34	161.11	161.89	162.67	163.46	164.25	165.04	165.84	166.64	167.44	CARGO FIJO	157.97	158.80	159.57	160.34	161.11	161.89	162.67	163.46	164.25	165.04	165.84	166.64	167.44																										
CARGO x kWh	0.869	0.874	0.878	0.882	0.886	0.890	0.894	0.898	0.902	0.906	0.910	0.914	0.918	CARGO x kWh	0.869	0.874	0.878	0.882	0.886	0.890	0.894	0.898	0.902	0.906	0.910	0.914	0.918																										
7																																																					
CARGO x DEM	80.38	80.86	81.28	82.84	86.92	89.13	88.85	86.80	84.89	85.52	87.04			CARGO x DEM	80.38	80.86	81.28	82.84	86.92	89.13	88.85	86.80	84.89	85.52	87.04																												
CARGO x kWh	2.179	2.192	2.203	2.245	2.355	2.415	2.408	2.352	2.300	2.317	2.358			CARGO x kWh	2.179	2.192	2.203	2.245	2.355	2.415	2.408	2.352	2.300	2.317	2.358																												
9																																																					
1-5000	0.263	0.264	VIGENTES HASTA EL 7 DE ENERO DEL 2003																								1-5000	0.263	0.264	VIGENTES HASTA EL 7 DE ENERO DEL 2003																							
5001-15000	0.332	0.334																									5001-15000	0.332	0.334																								
15001-35000	0.364	0.366																									15001-35000	0.364	0.366																								
ADICIONAL	0.398	0.400	ADICIONAL	0.398	0.400																																																
9M																																																					
1-5000	0.265	0.266	VIGENTES HASTA EL 7 DE ENERO DEL 2003																								1-5000	0.265	0.266	VIGENTES HASTA EL 7 DE ENERO DEL 2003																							
5001-15000	0.336	0.338																									5001-15000	0.336	0.338																								
15001-35000	0.367	0.369																									15001-35000	0.367	0.369																								
ADICIONAL	0.401	0.403	ADICIONAL	0.401	0.403																																																
CONSUMO PROMEDIO MAYOR A LOS 250 kWh MENSUALES																																																					
9-CU																																																					
1-Limite Energía Anual EXCEDENTE		0.300						0.300						0.300																																							
En tarifa 9 o 9M según corresponda																																																					
1-5000	0.300	0.306	0.312	0.318	0.324	0.330	0.337	0.344	0.351	0.358	0.365	0.372	1-5000	0.300	0.306	0.312	0.318	0.324	0.330	0.337	0.344	0.351	0.358	0.365	0.372																												
5001-15000	0.332	0.339	0.346	0.353	0.360	0.367	0.374	0.381	0.389	0.397	0.405	0.413	5001-15000	0.332	0.339	0.346	0.353	0.360	0.367	0.374	0.381	0.389	0.397	0.405	0.413																												
15001-35000	0.364	0.371	0.378	0.386	0.394	0.402	0.410	0.418	0.426	0.435	0.444	0.453	15001-35000	0.364	0.371	0.378	0.386	0.394	0.402	0.410	0.418	0.426	0.435	0.444	0.453																												
ADICIONAL	0.398	0.406	0.414	0.422	0.430	0.439	0.448	0.457	0.466	0.475	0.485	0.495	ADICIONAL	0.398	0.406	0.414	0.422	0.430	0.439	0.448	0.457	0.466	0.475	0.485	0.495																												
9M																																																					
1-5000	0.300	0.306	0.312	0.318	0.324	0.330	0.337	0.344	0.351	0.358	0.365	0.372	1-5000	0.300	0.306	0.312	0.318	0.324	0.330	0.337	0.344	0.351	0.358	0.365	0.372																												
5001-15000	0.336	0.343	0.350	0.357	0.364	0.371	0.378	0.386	0.394	0.402	0.410	0.418	5001-15000	0.336	0.343	0.350	0.357	0.364	0.371	0.378	0.386	0.394	0.402	0.410	0.418																												
15001-35000	0.367	0.374	0.381	0.389	0.397	0.405	0.413	0.421	0.429	0.438	0.447	0.456	15001-35000	0.367	0.374	0.381	0.389	0.397	0.405	0.413	0.421	0.429	0.438	0.447	0.456																												

(u)

CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS

DE ACUERDO A LOS DIARIOS OFICIALES DEL 7 Y 17 DE ENERO

AÑO	2002		2003
-----	------	--	------

TARIFA	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
--------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

OM

R. CENTRAL													
CARGO x DEM	77.41	77.96	78.39	80.19	84.95	87.48	87.21	84.43	81.72	82.59	84.36		
CARGO x kWh	0.578	0.582	0.585	0.598	0.633	0.652	0.650	0.629	0.609	0.616	0.629		
R. SUR													
CARGO x DEM	77.41	77.96	78.39	80.19	84.95	87.48	87.21	84.43	81.72	82.59	84.36		
CARGO x kWh	0.557	0.561	0.564	0.577	0.611	0.629	0.627	0.607	0.588	0.594	0.607		

HM

R. CENTRAL													
C x DEM. FACT	80.20	80.77	81.21	83.08	88.01	90.63	90.35	87.47	84.66	85.57	87.40		
C x kWh PUNTA	1.5152	1.5260	1.5344	1.5697	1.6628	1.7124	1.7071	1.6526	1.5996	1.6167	1.6513		
C x kWh INTERM	0.4847	0.4881	0.4908	0.5021	0.5319	0.5478	0.5461	0.5287	0.5117	0.5172	0.5283		
C x kWh BASE	0.4050	0.4079	0.4101	0.4195	0.4444	0.4576	0.4562	0.4416	0.4274	0.4320	0.4412		
R. SUR													
C x DEM. FACT	80.20	80.77	81.21	83.08	88.01	90.63	90.35	87.47	84.66	85.57	87.40		
C x kWh PUNTA	1.4841	1.4946	1.5028	1.5374	1.6286	1.6771	1.6719	1.6186	1.5666	1.5834	1.6173		
C x kWh INTERM	0.4636	0.4669	0.4695	0.4803	0.5088	0.5240	0.5224	0.5057	0.4895	0.4947	0.5053		
C x kWh BASE	0.3852	0.3879	0.3900	0.3990	0.4227	0.4353	0.4340	0.4202	0.4067	0.4111	0.4199		

Día de la semana	Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y días festivos	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00		0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS

DE ACUERDO A LOS DIARIOS OFICIALES DEL 7 Y 17 DE ENERO

AÑO	2002	2003
-----	------	------

TARIFA	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HSI													
R. CENTRAL													
C x DEM. FACT	52.55	53.00	53.31	54.78	58.71	60.78	60.59	58.02	55.46	56.28	57.74		
C x kWh PUNTA	1.7194	1.7340	1.7441	1.7922	1.9209	1.9885	1.9823	1.8983	1.8144	1.8411	1.8888		
C x kWh INTERM	0.4649	0.4689	0.4716	0.4846	0.5194	0.5377	0.5360	0.5133	0.4906	0.4978	0.5107		
C x kWh BASE	0.4073	0.4108	0.4132	0.4246	0.4551	0.4711	0.4696	0.4497	0.4298	0.4361	0.4474		
R. SUR													
C x DEM. FACT	52.55	53.00	53.31	54.78	58.71	60.78	60.59	58.02	55.46	56.28	57.74		
C x kWh PUNTA	1.6801	1.6944	1.7042	1.7512	1.8769	1.9430	1.9370	1.8549	1.7729	1.7990	1.8456		
C x kWh INTERM	0.4374	0.4411	0.4437	0.4559	0.4886	0.5058	0.5042	0.4828	0.4615	0.4683	0.4804		
C x kWh BASE	0.3805	0.3837	0.3859	0.3966	0.4251	0.4401	0.4387	0.4201	0.4015	0.4074	0.4180		

HSI													
R. CENTRAL													
C x DEM. FACT	78.81	79.48	79.94	82.15	88.05	91.15	90.87	87.02	83.17	84.39	86.58		
C x kWh PUNTA	1.2218	1.2322	1.2393	1.2735	1.3649	1.4129	1.4085	1.3488	1.2892	1.3082	1.3421		
C x kWh INTERM	0.4465	0.4503	0.4529	0.4654	0.4988	0.5164	0.5148	0.4930	0.4712	0.4781	0.4905		
C x kWh BASE	0.4073	0.4108	0.4132	0.4246	0.4551	0.4711	0.4696	0.4497	0.4298	0.4361	0.4474		
R. SUR													
C x DEM. FACT	78.81	79.48	79.94	82.15	88.05	91.15	90.87	87.02	83.17	84.39	86.58		
C x kWh PUNTA	1.1826	1.1927	1.1996	1.2327	1.3212	1.3677	1.3635	1.3057	1.2480	1.2663	1.2991		
C x kWh INTERM	0.4181	0.4217	0.4241	0.4358	0.4671	0.4835	0.4820	0.4616	0.4412	0.4477	0.4593		
C x kWh BASE	0.3805	0.3837	0.3859	0.3966	0.4251	0.4401	0.4387	0.4201	0.4015	0.4074	0.4180		

Día de la semana	Del 1° de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril			Del primer domingo de abril, al 31 de julio			Del 1° de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al 31 de enero		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00-19:00 22:00-24:00	19:00-22:00	1:00 - 6:00	0:00-1:00 6:00-20:00 22:00-24:00	20:00-22:00	0:00 - 6:00	6:00-19:00 22:00-24:00	19:00-22:00	0:00 - 6:00	6:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		1:00 - 7:00	0:00-1:00 7:00-24:00		0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		0:00 - 8:00	8:00-19:00 21:00-24:00	19:00-21:00
Domingo y días festivos	0:00-19:00 23:00-24:00	19:00-23:00		0:00-19:00	19:00-24:00		0:00-19:00 23:00-24:00	19:00-23:00		0:00-18:00	18:00-24:00	

61

CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS

DE ACUERDO A LOS DIARIOS OFICIALES DEL 7 Y 17 DE ENERO

AÑO	2002		2003
-----	------	--	------

TARIFA	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HTL	PARA SERVICIOS SUMINISTRADOS EN 400 kV												
R. CENTRAL													
C x DEM. FACT	66.07	66.63	67.01	68.86	73.80	76.40	76.16	72.93	69.71	70.74	72.56		
C x kWh PUNTA	1.1653	1.1753	1.1821	1.2148	1.3020	1.3478	1.3436	1.2867	1.2299	1.2479	1.2802		
C x kWh INTERM	0.4176	0.4212	0.4236	0.4354	0.4666	0.4830	0.4815	0.4611	0.4407	0.4472	0.4588		
C x kWh BASE	0.3946	0.3980	0.4003	0.4113	0.4409	0.4564	0.4550	0.4357	0.4164	0.4226	0.4335		
R. SUR													
C x DEM. FACT	66.07	66.63	67.01	68.86	73.80	76.40	76.16	72.93	69.71	70.74	72.56		
C x kWh PUNTA	1.1267	1.1363	1.1429	1.1745	1.2588	1.3031	1.2991	1.2440	1.1890	1.2065	1.2377		
C x kWh INTERM	0.3889	0.3921	0.3944	0.4054	0.4345	0.4498	0.4484	0.4294	0.4104	0.4165	0.4273		
C x kWh BASE	0.3679	0.3709	0.3731	0.3835	0.4110	0.4255	0.4242	0.4062	0.3882	0.3939	0.4042		

HT y HTL													
C x kWh D.I.B.	33.46	33.74	33.94	34.88	37.38	38.70	38.58	36.94	35.31	35.83	36.76		
HS y HSL													
C x kWh D.I.B.	35.13	35.43	35.64	36.62	39.25	40.63	40.50	38.78	37.07	37.61	38.58		
HT y HTL													
C x kWh D.I.B.	16.73	16.87	16.97	17.44	18.69	19.35	19.29	18.47	17.65	17.91	18.37		
HS y HSL													
C x kWh D.I.B.	17.55	17.70	17.80	18.29	19.60	20.29	20.23	19.37	18.51	18.78	19.27		

D.I.B. = Demanda Interrumpible Bonificable

Día de la semana	Del 1° de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril			Del primer domingo de abril, al 31 de julio			Del 1° de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al 31 de enero		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00-19:30 22:30-24:00	19:30-22:30	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00-20:30 22:30-24:00	20:30-22:30	0:00 - 6:00	6:00-19:30 22:30-24:00	19:30-22:30	0:00 - 6:00	6:00-18:30 22:30-24:00	18:30-22:30
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00		0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		0:00 - 8:00	8:00-19:30 21:30-24:00	19:30-21:30
Domingo y días festivos	0:00-19:00 23:00-24:00	19:00-23:00		0:00-19:00	19:00-24:00		0:00-19:00 23:00-24:00	19:00-23:00		0:00-18:00	18:00-24:00	

DEPÓSITOS DE GARANTÍA CARGOS EXPRESADOS EN PESOS

AÑO	2002	2003												
TARIFA	FACTOR Y NUMERO DE HILOS	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
D.A.C.	1 HILO	102	102	102	102	104	104	104	104	104	106	106	106	106
	2 HILOS	302	304	306	306	308	308	310	312	312	314	314	316	318
	3 HILOS	352	354	356	358	358	360	362	362	364	366	368	368	370
Ordinaria	1 HILO	276	278	278	284	298	306	304	298	292	294	298		
	2 HILOS	770	776	780	794	834	854	852	832	814	820	834		
	3 HILOS	880	886	890	908	952	976	972	950	930	936	954		
Cuenta Especial	1 HILO	138	139	139	142	149	153	152	149	146	147	149		
	2 HILOS	385	388	390	397	417	427	426	416	407	410	417		
	3 HILOS	440	443	445	454	476	488	486	475	465	468	477		
3	FACTOR	255.92	257.46	258.80	263.76	276.74	283.76	282.88	276.34	270.26	272.26	277.10		
5	FACTOR MEDIA TENSIÓN	681.44	684.85	688.25	691.66	695.06	698.47	701.87	705.28	708.68	712.08	715.50	718.90	722.31
	FACTOR BAJA TENSIÓN	810.82	815.20	819.09	822.98	826.88	830.77	834.66	838.55	842.44	846.33	850.23	854.12	858.01
5A	FACTOR MEDIA TENSIÓN	562.27	565.19	568.11	571.03	573.95	576.87	579.78	582.70	585.62	588.54	591.47	594.39	597.30
	FACTOR BAJA TENSIÓN	669.77	673.17	676.58	679.98	683.39	686.79	690.20	693.60	697.01	700.41	703.83	707.23	710.64
6	CUALQUIER CARGA	632	636	639	642	645	648	651	654	657	661	664	667	670
9CU	FACTOR					15.00			15.00			15.00		
9	FACTOR	13.45	13.72	13.99	14.27	14.56	14.85	15.15	15.45	15.76	16.08	16.40	16.73	17.06
9M	FACTOR	13.57	13.84	14.12	14.40	14.69	14.98	15.28	15.59	15.90	16.22	16.54	16.87	17.21
9OM	FACTOR	154.82	155.92	156.78	160.38	169.90	174.96	174.42	168.86	163.44	165.18	168.72		
9IM	FACTOR	160.40	161.54	162.42	166.16	176.02	181.26	180.70	174.94	169.32	171.14	174.80		
9HS	FACTOR	105.10	106.00	106.62	109.56	117.42	121.56	121.18	116.04	110.92	112.56	115.48		
9SI	FACTOR	157.62	158.96	159.88	164.30	176.10	182.30	181.74	174.04	166.34	168.78	173.16		
9TH	FACTOR	91.60	92.38	92.92	95.48	102.34	105.94	105.62	101.14	96.66	98.08	100.62		
9TT	FACTOR	137.36	138.52	139.32	143.16	153.44	158.84	158.34	151.62	144.92	147.06	150.86		

DR -> Multiplicar el cargo por los kW de demanda contratada y redondear a la unidad de pesos inmediata superior

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas en Alto Voltaje y su Reglamentación.

Tarifas aplicables al suministro de energía eléctrica.

(Comisión Federal de Electricidad)

- 1.- Datos por tarifa
- 2.- Datos por tipo de servicio

1.- Datos por tarifa

Tarifa	Aplicación
1	Servicio doméstico
1-A	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados
1-B	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados
1-C	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados
1-D	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados
1-E	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados DAC Domésticas de Alto Consumo (DAC)
2	Servicio general hasta 25 kW de demanda
3	Servicio general para más de 25 kW de demanda
5	Servicio para alumbrado público en las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.
5A	Servicio para alumbrado público en el resto del país (excluyendo el Distrito Federal, Monterrey, Guadalajara y zonas conurbadas)
6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público
7	Servicio temporal

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas en Alto Voltaje y su Reglamentación.

9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión
9-M	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW
H-M	Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más
H-S	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión
H-T	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión
H-SL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
H-TL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.
HM-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión
HM-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión
HM-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión
HS-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión
HS-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión.
HS-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.
HT-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas en Alto Voltaje y su Reglamentación.

HT-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.
HT-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.
I-15	Tarifa para servicio interrumpible, para demanda máxima medida en periodo de punta, semipunta, intermedio o base mayor o igual a 10,000 kW
I-30	Tarifa para servicio interrumpible, para demanda máxima medida en periodo de punta, sem punta, intermedio o base mayor o igual a 20,000 kW

2.- Datos por tipo de servicio

Tipo de servicio	Tarifas
Doméstico	1, 1-A, 1-B, 1-C, 1-D, 1-E
Domésticas de Alto Consumo	DAC
Servicios públicos	5, 5A, 6
Riego agrícola	9, 9M
Temporal	7
General en baja tensión	2, 3
General en media tensión	O-M, H-M
General en alta tensión	H-S, H-SL, H-T, H-TL
De respaldo	HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM
Interrumpible	I-15, I-30

1.4 COSTO DE LA ENERGIA ELECTRICA Y MEDICION DEL CONSUMO

TARIFAS ELECTRICAS

ESPECIFICACIONES PARA TABLEROS DE MEDICION

ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION DE LOS MURETES PARA EQUIPO DE MEDICION

TARIFAS ELECTRICAS

Generalmente son tres los conceptos que se consideran para formular las facturas de consumo de energía eléctrica: la demanda máxima, la energía consumida y el factor de potencia.

Los cargos por concepto de la demanda se basan en los costos de generación de la energía eléctrica, de la transmisión y de la distribución de la misma, tomando en cuenta los medios disponibles para tal efecto. Se incluyen aquí los cargos redituables de la inversión, incluyendo intereses, impuestos, amortizaciones, etc.

En el caso de los cargos por concepto de energía, se comprenden los gastos de combustible, mantenimiento y otros gastos relacionados con la operación.

CARGOS POR DEMANDA MAXIMA

Entre mayor sea la demanda de energía en un momento dado por un período de 15 minutos, más alto será también el cargo por demanda. Entre más uniformemente se pueda repartir el consumo de energía eléctrica en una planta, más bajo será el cargo por demanda.

CARGOS POR ENERGIA CONSUMIDA

Los costos de operación de la parte de la factura de consumo de energía eléctrica se basan en el número de kWh registrados en el término de cierto período. Para establecer comparaciones, tómesese en consideración

este período de facturación. El número de días de trabajo y el número de días cubiertos tendrán diferencias.

CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Debido a que la compañía suministradora tendrá que transmitir una corriente mayor a un sistema con bajo factor de potencia, que si hacia otro cuyo factor de potencia sea más alto, se ha introducido una cláusula al respecto para llevar a cabo la facturación. Esta cláusula ofrece una reducción en las cuotas de consumo para cargas con factor de potencia alto, o impone una multa si el factor de potencia es bajo.

ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS

La estructura de las tarifas por consumo de energía eléctrica se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se han tomado en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de la tensión de suministro y la demanda.

En cuanto a la región se refiere, a Baja California Sur se le asigna un 105 % respecto a las cuotas base.

Niveles de tensión:

Baja tensión < 1 kV

1 kV < Media tensión < 35 kV

35 kV < Alta tensión, subtransmisión < 220 Kv

Alta tensión > 220 kV

La clasificación y descripción de las tarifas eléctricas, ya se proporcionó en la copia 31, en ella se muestra las magnitudes que se miden en cada caso.

Favor de ver la copia titulada EJEMPLOS DE DETERMINACION DE LA DEMANDA POR CONTRATAR.

PARAMETROS A CONTROLAR EN LA ENERGIA ELECTRICA

a) Factor de potencia

En un sistema eléctrico, uno de los factores a controlar es el factor de potencia. Este factor resulta de la comparación de la potencia aparente (KVA) con la potencia real (KW).

El sensado se lleva a cabo por medio de un medidor de desfaseamiento entre voltaje y corriente. El actuador consiste en un sistema de conmutación que conecta y desconecta bancos de capacitores. El sistema

de control que puede ser analógico o digital interpreta los datos del sensor, calcula la manera como deben conectarse estos bancos de capacitores y también cuenta con un sistema de temporizadores que evita la oscilación y el mal funcionamiento.

b) Demanda (KW)

Otro parámetro importante a controlar es el pico de demanda máxima de potencia. Esta medición se hace continuamente por parte de la compañía suministradora y se registra el valor más alto de la demanda de todo el mes. En base a este valor máximo se calcula la facturación.

El sensado se lleva a cabo con un transductor de potencia que calcula la potencia instantáneamente, o en instalaciones con tarifa horaria por medio de conteo de pulsos del medidor instalado por la compañía suministradora.

c) Energía (KWh)

El método de control de energía más usado consiste en encender y apagar cargas por medio de un temporizador. La complejidad y flexibilidad del temporizador dependerá de su precio. Este "controlador" tendrá la tarea de eliminar el encendido y apagado manual de cargas, asegurando la repetibilidad y precisión.

Distintos métodos de medición de la energía eléctrica.

a) Energía:

Los KWh se miden por integración de la demanda a lo largo del tiempo. Los medidores mecánicos llevan a cabo esta integración por medio de un sistema de relojería que va desplazando un conjunto de engranes con indicadores durante el periodo de consumo.

Los medidores electrónicos hacen el equivalente por medio de manejo de información. En este caso también es posible medir el consumo en diferentes periodos del día. En el caso de tarifas horarias, es importante acumular los pulsos de cada horario por separado. Este tipo de medidores son obligatorios en el caso de tarifa horaria.

b) Factor de potencia:

El f.p. es el resultado de dividir energía activa (KWh) y la energía aparente (la resultante de la potencia activa y la reactiva) acumuladas durante todo el periodo de consumo (típicamente un mes).

$$f.p. = \frac{KWh2}{KWh2 + KVARh2}$$

El medidor de potencia reactiva es idéntico al de energía activa, sólo que está instalado para medir los KVARh.

c) Demanda

La medición de la demanda es la más sofisticada. Existen dos tipos de medidores:

De aguja. Este es un medidor que obtiene el valor de la demanda máxima por medio de dos agujas en una carátula: la aguja de "arrastre", que requiere ser inicializada a cero manualmente y que es empujada por la aguja de medición. La aguja de medición es medida por medio de un elemento que cuenta con cierta inercia sobre el cual operan la multiplicación instantánea de voltaje y corriente. Este medidor está hecho para tener un tiempo de respuesta aproximado de 10 a 15 minutos.

Es común este tipo de medidor en instalaciones de menos de 1 MVA que no están sujetas a tarifa horaria.

De pulsos. Este es el método más preciso y se utiliza tanto en medidores macánicos, como electrónicos. A estos medidores se les conecta un registrador que permite indicar la hora a la que ocurrió el consumo. Este medidor es obligatorio para tarifas horarias.

COMISIÓN FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD

TARIFAS ELÉCTRICAS

TARIFA	DENOMINACIÓN	MEDICIÓN
1	Servicio para uso doméstico.	kWh
1A	Servicio doméstico para las entidades con temperatura media mínima en verano de 25°C.	kWh
1B	IDEM anterior pero de 28°C.	kWh.
1C	IDEM anterior pero de 30°C.	kWh
1D	IDEM anterior pero de 31°C.	kWh.
1E	IDEM anterior pero de 32°C.	kWh.
2	Servicio General hasta de 25 kw de demanda en baja tensión.	kWh.
3	Servicio General para mas de 25 kW de demanda, en baja tensión.	kWh-kw-kvrh
5	Servicio de alumbrado Público	kwh.
6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras.	kWh
7	Servicio Temporal	kWh- kw
8	Servicio para bombeo de agua de uso agrícola.	kWh
O-M	Ordinaria media tensión con demanda menor a 100 kw y tensión de, suministro de hasta 35 kv. 100	kWh-kw-kVArh
H-M	Horaria media tensión, con demanda mayor a 100 kw y tensión de suministro hasta 35 kV. 100	kWh-kw Punta kWh-kw Base kVArh
H-S	Horaria subtransmisión, para tensiones de suministro mayores de 35 y menores de 220 kV.	kWh-kw Punta kWh-kw Base kVArh
H-T	Horaria Transmisión para tensiones de suministro de 220 kV o mayores.	kWh-kw Punta kWh-kw Base kVArh

DONDE:

KWh.- Es el consumo de energía activa en kilowatt-hora.

kW.- Es la emanda máxima promedio, registrada en un periodo de 1 minutos.

kVArh.- Es el consumo de nergía reactiva de la carga, que poermite determinar el factor de potencia promedio mensual.

kWh Punta.- Es el consumo de energía en horario punta.

kw Punta.- Es la dmeanda máxima pormedio en horario punta.

kwh Base.- Es el consumo de energía en horario base.

kw Base.- Es la demanda máxima promedio en horario base.

ESPECIFICACIONES PARA TABLEROS DE MEDICIÓN

M-1 TABLERO MONOFASICO 1F, 2H, 120 V, CARGAS HASTA 5 kW

M-2 TABLERO MONOFASICO 1F, 3H, 240 V, CARGAS DE 5 A 24 kW

M-3 TABLERO BIFASICO 2F, 3H, ESTRELLA 127-220 V, CARGAS DE 5 A 24 kW

M-4 TABLERO POLIFASICO 3F, 4H, DELTA (120/240 V) ó ESTRELLA (127/220 V), CARGAS HASTA 24 kW

M-5 TABLERO POLIFASICO, 3F-4H - DELTA(120/240 V) ó 3F-4H - ESTRELLA (127/220 V), CARGAS MAYORES DE 24 HASTA 60 kW

M-6 TABLERO POLIFASICO 3F-4H - ESTRELLA (277/480 V), CARGAS MAYORES DE 60 HASTA 120 kW

M-7 TABLERO POLIFASICO 3F-4H - DELTA ó 3F-4H - ESTRELLA, CARGAS DE BOMBEO

M-7A TABLERO POLIFASICO 3F-4H - DELTA ó 3F-4H - ESTRELLA, CARGAS DE BOMBEO, UN SOLO MOTOR DE 75 A 125 C.P., EN 480 V

M-8 TABLERO POLIFASICO 3F-4H - DELTA ó 3F-4H - ESTRELLA, CARGAS DE BOMBEO, UN SOLO MOTOR DE 150 A 300 C.P., EN 480 V

M-9 TABLERO POLIFASICO 3F-4H - DELTA ó 3F-4H - ESTRELLA, CON TC'S, CARGAS DE BOMBEO, UN SOLO MOTOR DE 150 A 500 C.P EN 480 V, (SISTEMA CON 2 TC'S)

M-10 TABLERO POLIFASICO, DELTA ó ESTRELLA, 4 HILOS CON TC'S, CARGAS HASTA 500 kW EN 240 V.

M-11 MEDICION EN BAJA TENSION CON MEDIDOR TOTALIZADOR

M-12 CONCENTRACION DE MEDIDORES, ALIMENTACION MONOFASICA 120/240 V, CARGAS HASTA 24 kW

M-13 CONCENTRACION DE MEDIDORES, ALIMENTACION MONOFASICA 120/240 V, CARGAS DESDE 24 kW HASTA 100 kW, CON INTERRUPTOR DE LINEA

M-14 CONCENTRACION DE MEDIDORES, ALIMENTACION TRIFASICA 3F-4H DELTA (120-240 V), CON INTERRUPTOR DE LINEA

M-15 MEDICION EN MEDIA TENSION, 3 FASES, 4 HILOS, HASTA 34.5 kV

M-15A DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA MEDICION DE SUMINISTROS EN MEDIA TENSION 3F-4H - ESTRELLA

ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION DE LOS MURETES PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN

MT-1 SOPORTE PARA TABLERO MONOFASICO O POLIFASICO, CARGAS HASTA 24 kW

MT-2 SOPORTE PARA TABLERO DUPLEX, 2 ó 3 HILOS

MT-5 MURETE CON TABLERO PARA SERVICIO POLIFASICO, CARGAS MAYORES DE 24 kW

MT-8 MURETE DE MEDICION PARA SUMINISTROS DE BOMBEO CON CARGA DE 150 A 300 C.P.

MT-10 MURETE PARA SUMINISTROS MEDIDOS EN BAJA TENSION CON TC'S

MT-12 MURETE Y SOPORTE DE ACOMETIDA PARA USO DE CONCENTRACIONES DE MEDIDORES

MT-15 MURETE PARA SUMINISTROS MEDIDOS EN MEDIA Y ALTA TENSION

M-100 CONEXION A TIERRA EN TABLEROS DE MEDICION

M-101 GABINETES PARA TC'S, TABLILLA DE PRUEBAS Y RELEVADOR DE AISLAMIENTO



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

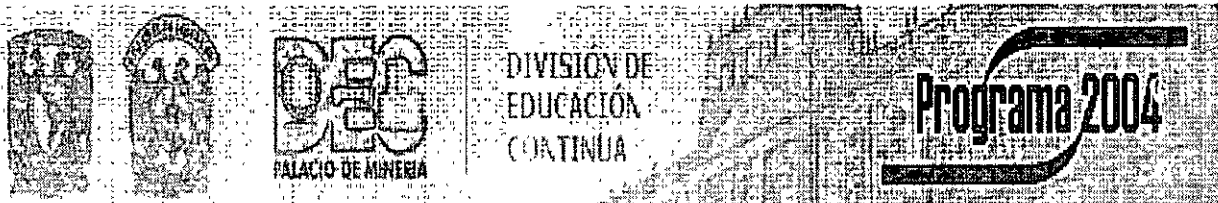
TEMA:

PLANEACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



4.2 subestaciones

4.2.1 consideraciones generales

La distribución industrial hace llegar la energía de un alimentador o generador a un voltaje igual o menor de 15 KV, hasta los puntos donde se utiliza, y a las tensiones adecuadas para fuerza y alumbrado. Cuando la potencia se recibe de un alimentador de subtransmisión a 69, 34.5 ó 23 KV, existe una subestación intemperie unitaria o convencional entre la línea y el sistema de distribución industrial.

Para potencias superiores a 1000 KVA, no es económico bajar el voltaje de subtransmisión al de utilización directamente, ni tampoco generar a este último, a menos que la carga sea excepcionalmente concentrada. El costo de conductores de distribución a voltajes entre 2.4 y 13.2 KV para plantas con densidades de carga hasta 300 volt-amperes/m², es generalmente un 15% del que requiere la distribución a 480 volts. El equipo interruptor de alta corriente es también más costoso que el de un voltaje un tanto mayor pero de menor corriente y capacidad interruptiva. La distribución con centros de potencia tiene corrientes de corto circuito bastante razonables debido a la mayor reactancia en serie.

La carga de alumbrado incandescente requiere 120 volts usualmente, y se alimenta de los alimentadores a 480 en los puntos adecuados mediante pequeños "Centros de distribución" que consisten en un transformador monofásico acoplado a un gabinete que aloja el bus de 120 volts con su interruptor principal y los interruptores de los ramales. Los interruptores usados son muy compactos e incorporan protección de sobrecorriente.

Cuando hay pequeña fuerza o alumbrado fluorescente a 220 volts, el transformador de alumbrado es trifásico de 480 a 240 volts y se pueden tener circuitos monofásicos y trifásicos a partir del centro de distribución.

El costo del transformador de alumbrado es pagado por la economía en conductores largos de 208/120 ó 240/120 volts. Otras economías son la reducción de las pérdidas y la reducción en capacidad del centro de potencia por la diversidad.

El costo por Kva de centro de potencia es mínimo entre 500 y 1500 KVA, por lo cual es conveniente localizar centros de esta capacidad inmediatos a los centros de carga. El KVA de centro de potencia a 480 volts es 33% más económico que a 240, por lo que aquél es el voltaje más usual.

El costo de centros de potencia con secundario en delta, suele ser de 1.5 a 6% menor que cuando se usa conexión Y. Esta última es ventajosa porque permite conexión del neutro a tierra, pero hay que considerar que con esta característica, pueden necesitarse algunos dispositivos de control con protección de sobrecorriente en las 3 fases, lo cual no es normal.

Desde el punto de vista de conexión a tierra, la siguiente práctica es recomendable:

1.— Si hay subestación, el secundario de ésta debe ser "Y" con neutro a tierra, para proporcionar protección a tierra en el sistema de distribución del lado de alta tensión, y el primario "Delta". Los primarios de los centros de potencia serán entonces "Delta".

2.— Cuando hay generador, éste suele ser "Y" y se debe conectar el neutro de una de las máquinas a tierra. La conexión directa puede originar en fallos a tierra una corriente de corto circuito mayor que la que el generador resiste mecánicamente, por lo cual se recomienda conectar el neutro a tierra a través

de una resistencia adecuada que limite la corriente al valor permisible.

3.— En sistemas con alimentadores largos a 480 volts, el secundario que los alimenta es más conveniente en Y con neutro a tierra.

4.— Cuando se lleva el voltaje de distribución hasta los centros de carga, como es la práctica más económica, ahí se efectúa la transformación mediante un centro de potencia de los cuales parten alimentadores cortos a 480 volts. El secundario en delta es económico en dichos centros.

5.— Cuando los alimentadores de 480 V se interconectan formando una red, la conexión a tierra es necesaria y puede hacerse mediante un transformador especial en zig-zag o en estrella-delta.

El neutro a tierra en los sistemas es conveniente por las razones siguientes:

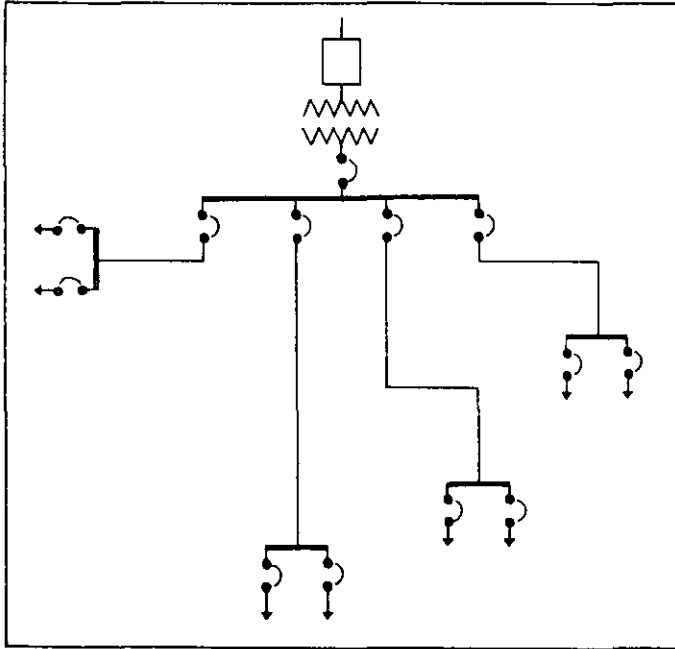
a.— Los fallos a tierra provocan interrupción inmediata y, con un arreglo selectivo, el ramal afectado es el único que se desconecta y la zona del daño se define.

b.— Cuando no se tiene neutro a tierra, al ocurrir un fallo a tierra no hay operación ninguna. Una de las esquinas de la delta queda a tierra con lo cual el aislamiento a tierra del sistema soporta un sobrevoltaje de 73%, el cual es probable que no tarde en originar un segundo fallo. La corriente a tierra tiene la impedancia de los dos fallos en serie y aunque el voltaje es 73% mayor, puede resultar con una intensidad no suficiente para provocar operación hasta causar mayor destrucción. Al ocurrir la operación se pueden tener dos circuitos afectados que atender.

c.— Cuando se selecciona no tener tierra, un fallo puede sostenerse sin interrupción hasta investigar en los días de descanso de la planta si se ha desarrollado un fallo y repararlo. La localización puede ser bastante dilatada.

4.2.2 principales sistemas de distribución

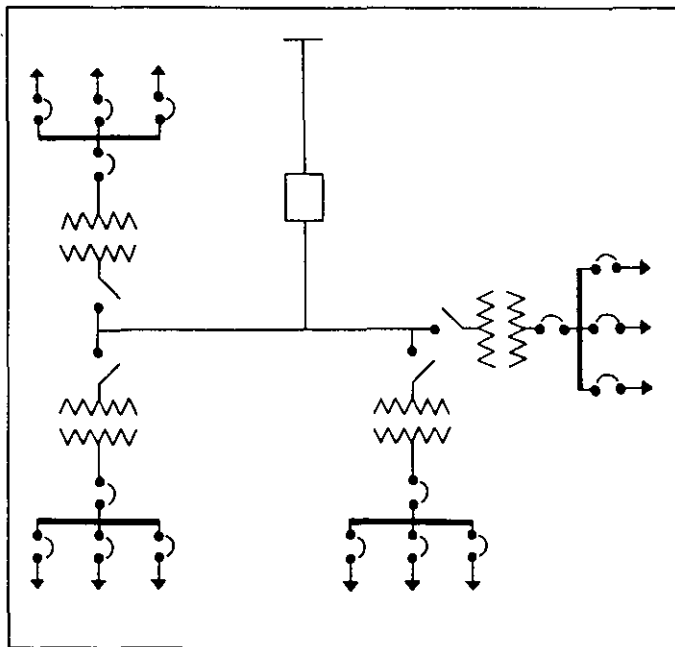
1.- RADIAL SIMPLE



CARACTERISTICAS:

- Simplicidad, adecuado para cargas hasta 1000 KVA
- Capacidad reducida al aprovechar la diversidad de las cargas de la planta.
- Altas corrientes de corto circuito.
- Interruptores de alta capacidad y alta corriente
- Alimentadores largos y costosos.
- Mala regulación debida a la caída de voltaje
- Baja eficiencia debida a las pérdidas en los alimentadores
- Costo 140% del sistema No 2

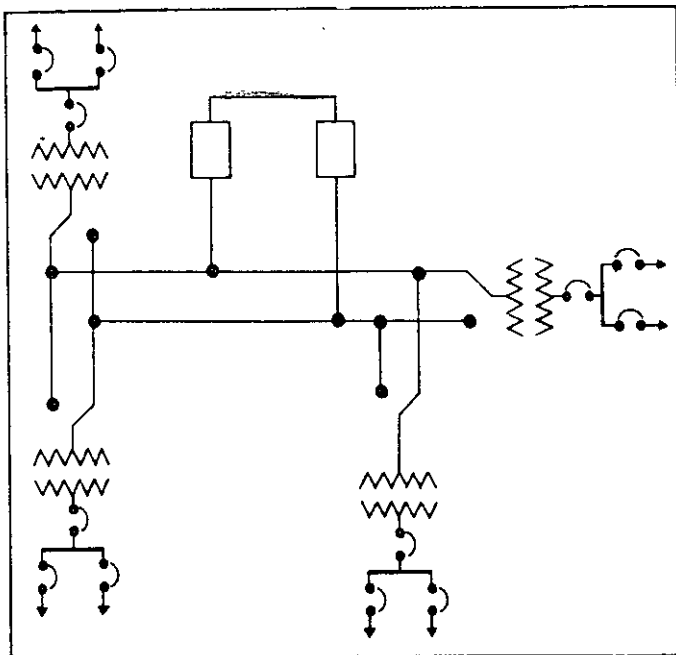
2.- RADIAL CON CENTROS DE POTENCIA



CARACTERISTICAS:

- Es el sistema más económico arriba de 1000 KVA.
- Los alimentadores son cortos, debido a la colocación de cada centro de potencia inmediata al centro de la carga. En ocasiones se ponen éstos sobre plataformas arriba del nivel de la fábrica.
- Bajas corrientes de corto circuito.
- Equipo interruptor de baja interrupción y baja corriente normal.
- Buena regulación de voltaje
- Pérdidas moderadas
- Mala continuidad. Un fallo en el alimentador principal significa interrupción total.
- Tardanza en restaurar el servicio en caso de falla en una estación.
- Poca flexibilidad.

3.- SISTEMA RADIAL SELECTIVO EN PRIMARIO



CARACTERISTICAS:

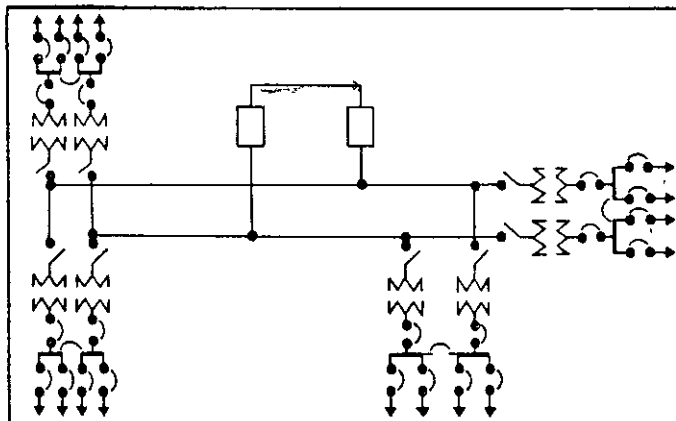
Continuidad aceptable. Al fallar un alimentador se puede cambiar la carga rápidamente al otro. Cada uno de sus circuitos primarios debe tener capacidad para el total de la carga

En caso de fallo en un transformador, la unidad se desconecta rápidamente y se restaura el servicio dejando fuera una zona de la fábrica

Todas las ventajas del sistema No 2, están presentes en este arreglo.

Su costo es 10% mayor que el esquema No 2, pero su flexibilidad es mayor.

4.- RADIAL SELECTIVO EN SECUNDARIO



CARACTERISTICAS:

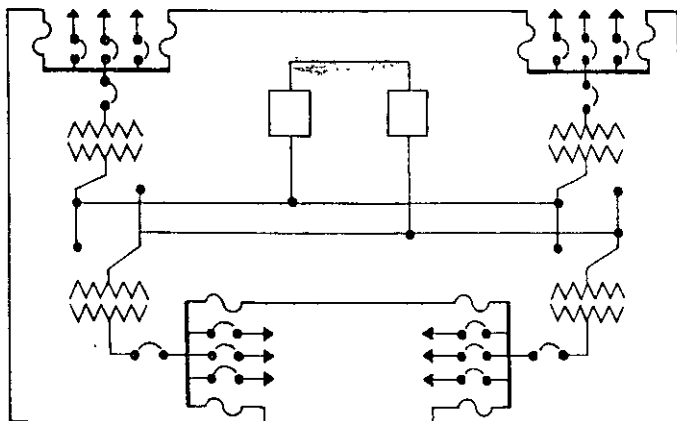
Permite pronta restauración del servicio por defectos en el alimentador primario o en el transformador.

Mejor continuidad que el No 2 o el No. 3.

El fallo en un transformador no interrumpe por largo tiempo ninguna alimentación, ya que la carga pasa al otro mediante el interruptor de amarre. Cada transformador debe poder llevar la carga de la estación

Esto hace este arreglo 55% más costoso que el No. 2

5.- RED AUTOMATICA



CARACTERISTICAS:

Alimentación no interrumpida a la carga.

Alta eficiencia y regulación.

Operación automática en caso de fallas de transformador o alimentador primario: la carga se transfiere a los otros transformadores u otro alimentador a través del anillo secundario.

No requiere exceso de capacidad transformadora.

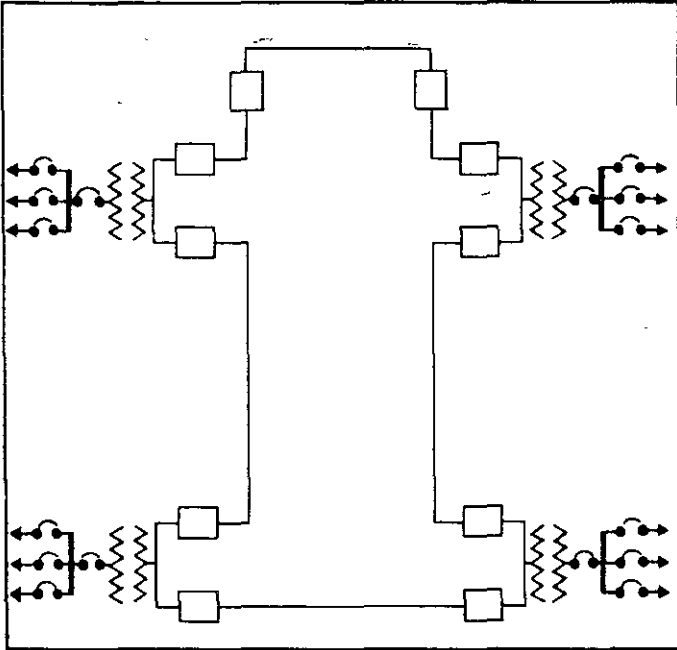
Maneja el arranque de motores grandes con menos variación de voltaje.

Parpadeo del alumbrado mínimo

Bajas pérdidas

No se adapta a sistemas superficialmente extensos por el costo del anillo secundario (55% más costoso que el No. 2).

6.- ANILLO DE ALTA TENSION



CARACTERISTICAS:

Este sistema tiene la ventaja sobre el radial simple de que puede aislarse una sección de cable defectuosa y reasumir el servicio en el resto del sistema mientras se lleva a cabo la reparación. Es posible, sin embargo, que el fallo no se localice pronto y entonces la interrupción general es larga.

Para evitar esta contingencia, puede dotarse a los interruptores con protección direccional de tal manera que la seccionización del tramo defectuoso sea automática.

Esto eleva el costo del sistema desproporcionadamente con relación a la ventaja ganada. Por otro lado, sin los interruptores y protección seccionizante, el sistema solo es más peligroso y con mayor corriente de corto circuito que el No. 2.

4-2-3 equipo auxiliar

En los arreglos anteriores, el equipo consta de interruptores de 5 a 15 KV en aceite o aire, centros de potencia en aceite, aire o askarel y cables alimentadores con interruptores en aire de preferencia manuales. Algún equipo adicional puede ser: capacitores, interruptores de operación eléctrica, medición. El costo de la medición es, con ampérmetro, voltmetro, watthorímetro y sus transformadores de instrumento aproximadamente 15% del de una sección de equipo unitario.

La impedancia del transformador de cada centro es normalmente del orden del 5% pero puede fijarse hasta un 10% para reducir las corrientes de corto circuito. La economía en interruptores suele exceder el sobreprecio por reactancia especial.

El control de los motores de inducción suele ser por arrancadores sobre la línea, que son los más económicos. La práctica actual consiste en agrupar los arrancadores y sus estaciones de botones en celdas de una unidad blindada denominada Centro de Control. Cada centro se alimenta de uno o más de los alimentadores de 480 volts que salen de los centros de potencia. El control de los motores queda así concentrado para operación rápida.

Otro auxiliar puede ser la batería de acumuladores para la operación de interruptores eléctricamente por corriente

directa. Para disparo suelen bastar 12 celdas para proporcionar 24 volts. Para cierre se requieren 60 celdas para proporcionar 125 volts.

La batería asegura la alimentación del circuito de cierre en caso de interrupción por la energía que almacena, pero una continuidad satisfactoria puede obtenerse mediante un transformador de operación conectado directamente a las líneas primarias de la subestación general en los casos en que ésta existe. Este transformador se protege con fusibles y suele ser monofásico de una capacidad moderada (10 a 25 KVA) para bajar de una tensión relativamente elevada (46, 34.5 ó 24.5 KV) a 230/115 volts. Este arreglo resulta más económico que el empleo de batería.

El tipo de batería empleado ha sido el de acumuladores de plomo con electrolito de ácido sulfúrico, pero la tendencia actual es en favor de las celdas de níquel-cadmio con electrolito alcalino que tienen una vida más larga y menos mantenimiento.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA:

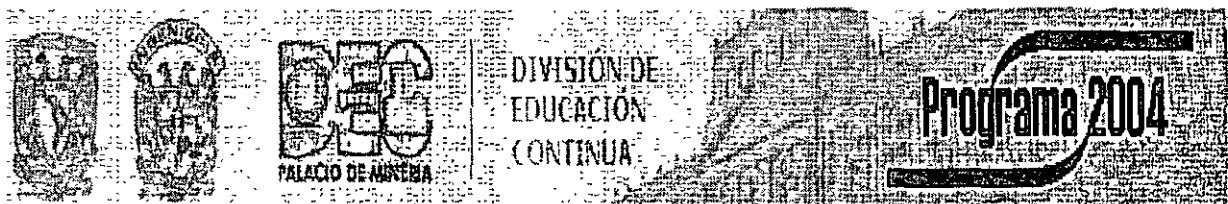
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

- **PROTECCIONES ELÉCTRICAS**
- **CAPACITORES Y CORRECCIÓN DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



PROTECCIONES ELECTRICAS

OBJETIVOS

- Conocer los tipos de fallas y perturbaciones a las que están expuestos los circuitos eléctricos y sus efectos sobre éstos.
- Apreciar la importancia de las protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Conocer las características de los tipos de protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Dimensionar adecuadamente las protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos que requiere una instalación eléctrica.
- Efectuar adecuadamente la selectividad y coordinación de las protecciones para proveer eficientemente a los circuitos eléctricos contra sobrecargas y cortocircuitos.

PROTECCIONES ELECTRICAS

INTRODUCCION

La electricidad es innegablemente un factor que contribuye al desarrollo de la nación y un elemento facilitador de la vida de las personas, pero al mismo tiempo, puede ser causa de accidentes e incluso de muerte si no se respetan los procedimientos para su manejo eficiente.

Esta unidad explica los tipos de fallas que pueden presentarse en una instalación eléctrica y describe los diferentes elementos protectores que aseguran la integridad de las personas y de los equipos.

Por esto es de gran importancia el conocimiento que los profesionales eléctricos tengan sobre el correcto dimensionamiento y utilización de las protecciones eléctricas, para la seguridad de los bienes y los usuarios a los que servirá una instalación determinada.

CARACTERISTICAS OPERATIVAS DE UNA INSTALACION ELECTRICA

Durante su funcionamiento, toda instalación eléctrica puede presentar dos estados operativos:

Estado de operación normal.

Es el estado de funcionamiento de una instalación en el cual todos los parámetros del circuito (voltaje, consumo, corriente, frecuencia, temperatura de los conductores, etc.), se encuentran dentro de los márgenes previstos.

Estado de operación anormal.

Cuando uno o más parámetros de la instalación eléctrica exceden las condiciones previstas, decimos que el circuito está operando anormalmente. En este caso ocurren situaciones como el sobreconsumo, el aumento de temperatura en los conductores, variaciones de voltaje, cortocircuitos, etc.

Según la gravedad que presentan las anomalías, éstas a su vez se clasifican en:

Perturbaciones

Corresponden a las anomalías de breve duración que no constituyen riesgo para la operación de una instalación eléctrica. Por ejemplo, son perturbaciones de este tipo las variaciones momentáneas de voltaje o frecuencia, o las sobrecargas de corriente de corta duración, que si bien pueden tener un efecto pasajero en la instalación y los artefactos conectados a ella, una vez que la perturbación cesa todo vuelve a la normalidad.

Fallas

Estas son anomalías en las cuales se pone en peligro la integridad de la instalación eléctrica, de los bienes materiales y la vida de las personas. Debido a la gravedad extrema de la situación anormal, el sistema eléctrico no puede continuar operando. Los tipos de fallas más comunes son las sobrecargas permanentes, los cortocircuitos, las fallas de aislamiento, el corte de conductores, etc.

TIPOS DE FALLAS

Las fallas, según su naturaleza y gravedad, se clasifican en:

Sobrecarga:

Se produce cuando la magnitud del voltaje o corriente supera el valor previsto como normal para la instalación (llamado valor nominal).

Las sobrecargas de corriente más comunes se originan en el exceso de consumos en la instalación eléctrica.

Debido a esta situación de mayor demanda, se produce un calentamiento excesivo de los conductores eléctricos, lo que puede conducir a la destrucción de su aislamiento, provocando incluso su inflamación, con el consiguiente riesgo para las personas y la propiedad.

Cortocircuito:

Es la falla de mayor gravedad para una instalación eléctrica. En los cortocircuitos el nivel de corriente alcanza valores tan altos, que los conductores eléctricos se funden en los puntos de falla, produciendo calor, chispas e incluso flamas generando un alto riesgo de incendio del inmueble.

Los cortocircuitos se originan por la unión fortuita de dos líneas eléctricas que han perdido su aislamiento, entre las cuales existe una diferencia de potencial (fase y neutro).

Fallas de aislamiento:

Las fallas de aislamiento no siempre dan origen a un cortocircuito. En muchos casos una falla de aislamiento en algún equipo eléctrico (el tablero, un electrodoméstico, etc.) provoca que la carcasa metálica de dicho equipo se energice, con el consiguiente peligro para la vida de las personas al sufrir una descarga eléctrica.

El origen de las fallas de aislamiento está en el envejecimiento del mismo, los cortes de algún conductor, uniones mal aisladas, mala ejecución de las reparaciones, uso de artefactos en mal estado, etc.

Como hemos visto, la instalación eléctrica se debe diseñar para que en situaciones de mal funcionamiento, ante una perturbación, sea capaz de soportar esta anomalía pasajera y volver a operar correctamente, sin arriesgar la integridad de las personas, los bienes o la propia instalación.

Sin embargo, ya que es posible que ocurran anomalías más extremas, es decir fallas, es necesario incorporar medidas que protejan a las personas y a los bienes frente a los cortocircuitos y sobrecargas, dotando a las instalaciones de un sistema de protecciones destinadas a minimizar los efectos de las fallas, de tal manera que al presentarse alguna, la instalación dañada pueda ser aislada para su posterior reparación.

PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Cualquier instalación eléctrica debe estar provista de protecciones, cuyo objetivo es reducir al máximo los efectos producidos por un cortocircuito o una sobrecarga. Para que esto sea posible, las protecciones deben ser dimensionadas adecuadamente según las características del circuito. Las protecciones más comunes que existen son:

Los fusibles

Los disyuntores magneto-térmicos

FUNCIONAMIENTO DE FUSIBLES

Los fusibles son aparatos de protección de las instalaciones o sus componentes, diseñados para interrumpir la corriente por la fusión de uno de sus elementos integrantes, cuando los valores de corriente en el punto protegido exceden de cierto valor establecido durante un tiempo preestablecido.

Los fusibles están compuestos por un hilo conductor de bajo punto de fusión, el que se sustenta entre dos cuerpos conductores, en el interior de un envase cerámico o de vidrio, que le da su forma característica al fusible.

Este hilo conductor permite el paso de corriente por el circuito mientras los valores de ésta se mantengan entre los límites aceptables. Si estos límites son excedidos, el hilo se funde, despejando la falla y protegiendo así la instalación de los efectos negativos de este exceso.

La sección que debe tener un hilo fusible para fundirse a una determinada corriente, se puede establecer recordando la Ley de Joule, de la cual se puede derivar la siguiente expresión:

$$S = I \times \frac{0,24 \times t \times \rho}{c \times d \times (\theta_f - \theta_a)}$$

de donde:

S = Sección del hilo fusible en mm^2

I = Corriente en amperes

r = Resistividad específica del hilo conductor

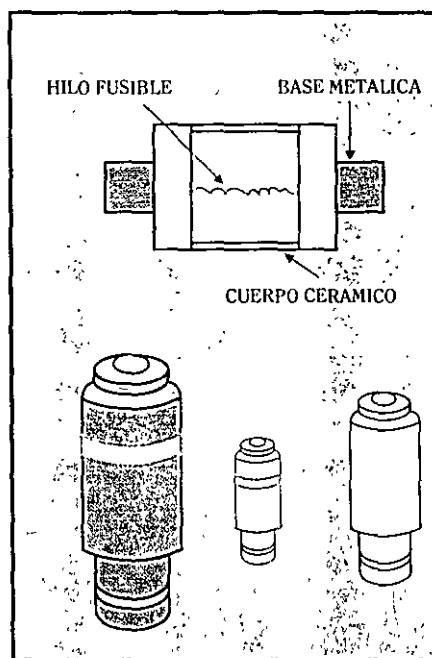
c = Calor específico del hilo conductor

d = Peso específico del hilo conductor

t = Tiempo de fusión en segundo

θ_f = Temperatura de fusión en $^{\circ}\text{C}$

θ_a = Temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$



Para que la protección brindada por un fusible a una instalación o artefacto en particular sea efectiva se le debe seleccionar de modo que la magnitud de la corriente que lo haga operar, el tiempo en que dicha operación se produzca y la capacidad de ruptura del fusible sean las adecuadas a las características del consumo y de la instalación en el punto que el fusible esté colocado.

Las características de operación de los fusibles, están dadas por las curvas tiempo-corriente y existe una para cada tipo y capacidad de fusible; estas curvas muestran el tiempo que el fusible demora en despejar una falla en función del valor de la corriente.

CLASIFICACION DE LOS FUSIBLES

Los fusibles utilizados en instalaciones de baja tensión se clasifican según sus características de funcionamiento.

Fusible L: Para uso doméstico, son empleados para la protección de cables y conductores, protegen los circuitos contra las bajas y altas sobrecargas, y por supuesto, contra los cortocircuitos.

Fusible M: Para uso industrial, protegen instalaciones y aparatos de conexión contra las elevadas sobrecargas y los cortocircuitos; ellos están calculados para resistir a ciertas sobrecargas como, por ejemplo, arranque de motores. Estos fusibles deben pues estar obligatoriamente asociados a un dispositivo de protección térmica contra las débiles sobrecargas.

Fusible R: De uso general y para protección de semiconductores.

El tipo de fusible más ampliamente utilizado es el L, que provoca una desconexión del circuito, tanto para sobrecarga como frente a situaciones de cortocircuito.

CURVA CARACTERISTICA DE LOS FUSIBLES

En los fusibles de la clase M, la corriente de interrupción es cuatro veces su intensidad nominal, por lo que se utilizan sólo para la protección contra cortocircuitos y no contra sobrecargas. Por ejemplo, si la capacidad nominal del fusible M es de 10 amperes, su hilo conductor se funde a los 40 amperes.

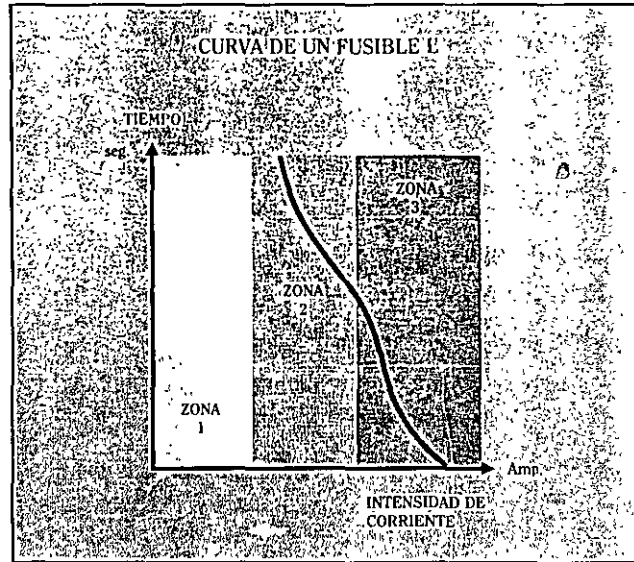
La operación de un fusible, es decir, la intensidad de corriente frente a la cual actúa la protección, se refleja en la **curva característica** para cada tipo de fusible. Esta curva es un gráfico en el cual se indica el tiempo que demora el hilo en fundirse, según el nivel de corriente que exista. En la figura se muestra la curva característica de un fusible de la familia L.

En esta curva se distinguen claramente tres zonas, que delimitan la operación del circuito que el fusible está protegiendo:

Zona 1: Es la zona en condiciones normales de operación. La protección fusible no actúa, porque la intensidad de corriente de operación es menor a la corriente nominal (I_n) del fusible.

Zona 2: zona bajo condiciones anormales de operación, en situación de sobrecarga. La protección fusible actúa en tiempos superiores a los 10 segundos, dando la posibilidad de que la sobrecarga desaparezca antes de ese tiempo y el sistema continúe operando. Esto es útil cuando en un circuito existen artefactos que momentáneamente generan una sobrecarga, por ejemplo, la partida de motores pequeños como el del refrigerador, el encendido de iluminación incandescente, etc.

Zona 3: zona en condiciones anormales de operación, en situación de cortocircuito. La protección fusible actúa en tiempos inferiores a 10 segundos, pudiendo llegar a tiempos de operación de milésimas de segundos, según la magnitud de la falla. Si el aumento de intensidad es muy violento, el fusible se funde casi instantáneamente.



SELECCION DE UNA PROTECCION FUSIBLE

Para dimensionar una protección fusible que resulte eficiente y adecuada a un circuito eléctrico determinado, hay que considerar que la protección no debe actuar para condiciones normales de funcionamiento, pero sí debe operar frente a condiciones anormales. Para ello es necesario tener presente la siguiente información sobre el fusible que vamos a usar:

1. **Intensidad mínima ($I_{\text{mín}}$):** Corriente mínima de operación que origina la fusión del hilo fusible (este valor se sitúa entre 1,6 a 2 veces la corriente nominal del fusible).
2. **Tiempo de operación (t_{op}):** Tiempo en que el hilo fusible demora en fundirse.
3. **Intensidad nominal (I_n):** Corriente nominal del protector fusible.

Como criterio de dimensionamiento, debemos elegir la protección fusible que cubra los requerimientos antes descritos. Por ejemplo, si se tiene un circuito de alumbrado de 10 amperes, elegiremos un fusible con $I_n = 10$ A, de manera que para valores inferiores de corriente que $I_{\text{mín}}$ (aproximadamente 16 A.), la protección no actuará, pero sí lo hará para valores superiores.

Los fusibles se caracterizan en su operación, por:

- Alta seguridad de protección.
- Pérdidas reducidas (calentamiento).
- Bajo costo de mantenimiento y reposición.
- Gran capacidad de ruptura (corriente máxima que la protección puede despejar en un cortocircuito).

La principal desventaja de este tipo de protección es que son fácilmente alterables, lo que puede ocurrir al reemplazarlos cambiando los valores apropiados, por ejemplo, reemplazar un fusible de 10 amperes por uno de 20 amperes. Otra desventaja, lamentablemente muy frecuente, es que pueden ser «reparados», lo que no debe hacerse ya que dejan de prestar el servicio para el cual fueron diseñados.

DISYUNTORES MAGNETO - TERMICOS

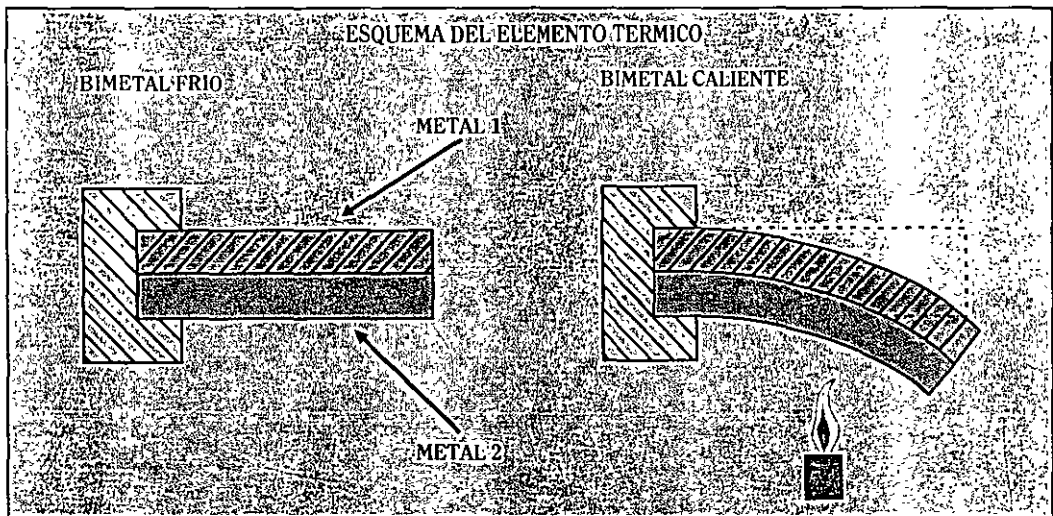
Los disyuntores magneto-térmicos, conocidos comúnmente como interruptores automáticos, son dispositivos de protección que se caracterizan fundamentalmente por:

- Desconectar o conectar un circuito eléctrico en condiciones normales de operación.
- Desconectar un circuito eléctrico en condiciones de falla, ya sea frente a una sobrecarga o frente a un cortocircuito.
- Es posible que se utilice nuevamente después del «despeje» de una falla, a diferencia del fusible, que sólo sirve una vez.

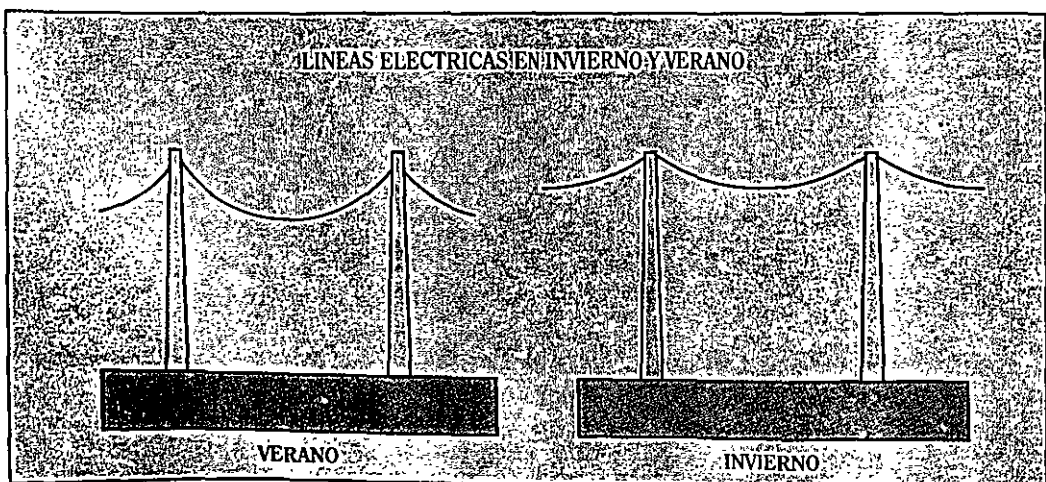
El disyuntor magneto-térmico es un interruptor que desconecta el circuito, cuyo accionamiento frente a una falla se debe a dos tipos de elementos:

El elemento térmico

Este dispositivo de la protección está formado por un bimetal, mismo que se dilata con el calor que produce el exceso de corriente, haciendo actuar el mecanismo de apertura del interruptor, que desconecta el circuito.



Todos los materiales, cuando aumenta la temperatura, aumentan su longitud. Así, por ejemplo, en verano las líneas eléctricas aéreas describen una curva mayor que en invierno, producto de la mayor temperatura.



El **bimetal** es una pieza formada por dos trozos de distinto metal, los que se dilatan en forma diferente. Al estar unidos, como uno de los metales se alarga en menor proporción que el otro, la pieza se curva.

La curvatura que se origina en el bimetal es regulada para que sea proporcional a la corriente que circula a través del circuito.

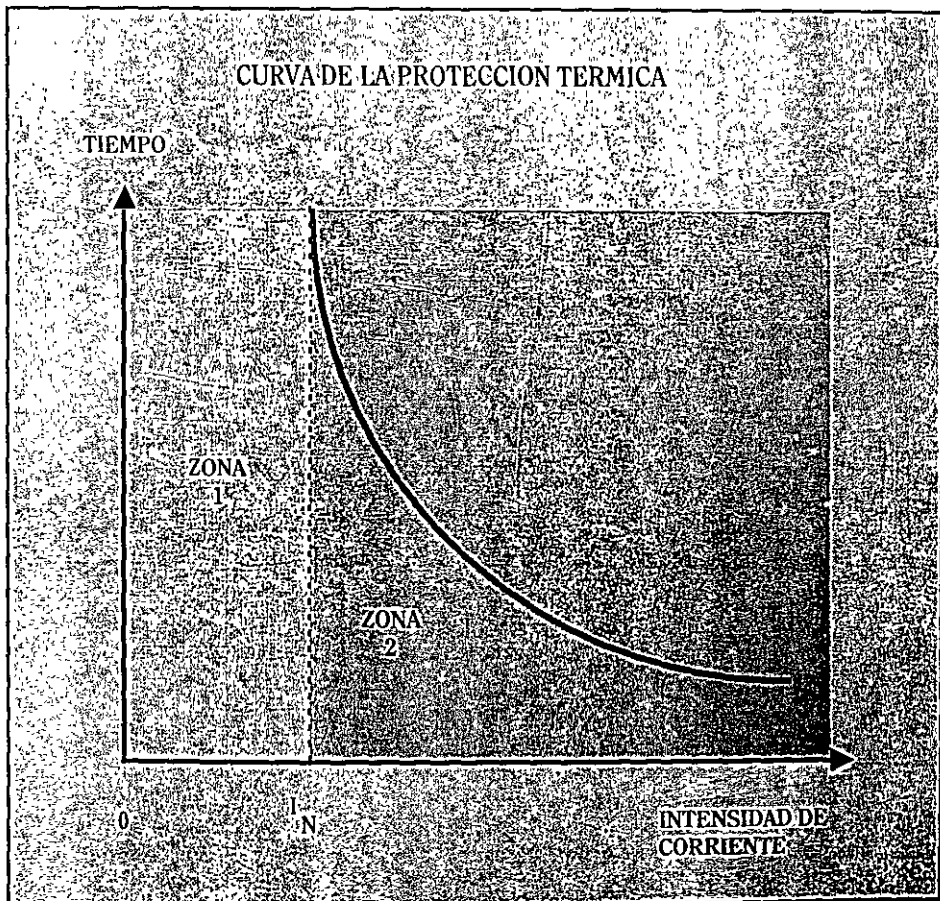
Cuando la corriente supera el valor permitido, la curvatura llega a un punto extremo que hace actuar un mecanismo de desencanche, liberando el disparo (desconexión) del interruptor y eliminando la sobrecarga.

La protección térmica actúa específicamente para sobrecargas, pues el calentamiento del bimetal es equivalente al calentamiento de los conductores del circuito. La protección no es instantánea, sino que demora un tiempo en actuar, por lo que se la define como de **tiempo retardado**.

Esto se puede apreciar en la gráfica que muestra la relación entre tiempo e intensidad de corriente en una protección térmica, donde se definen dos zonas:

Zona 1: Situación de operación normal del circuito. La instalación absorbe la corriente sin que la protección actúe, hasta que se alcanza el valor I_N (intensidad de corriente nominal de la protección).

Zona 2: Situación de operación anormal del circuito. Si la corriente es mayor que I_N , la protección actuará desconectando el circuito. Así, mientras mayor sea la corriente de sobrecarga, la protección actuará en menor tiempo.

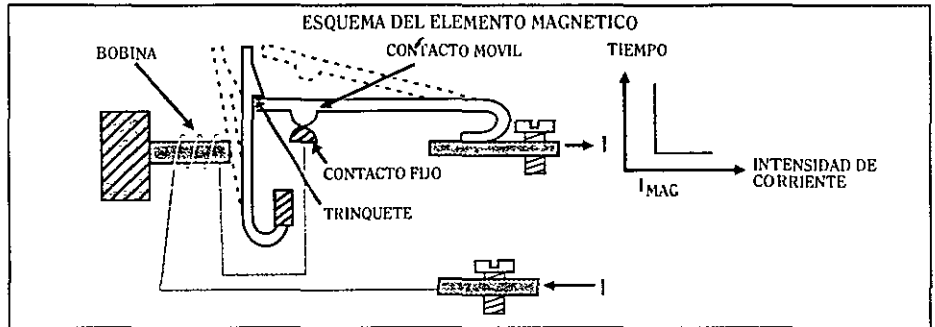


El elemento magnético

Esta parte de la protección está formada por una bobina, es decir, un conductor enrollado con gran cantidad de vueltas alrededor de un núcleo magnético, que al ser recorrido por una corriente eléctrica genera una acción magnética. Esta bobina está conectada en serie con el circuito que se va a proteger. Cuando la corriente alcanza un valor muy grande (dos o más veces la corriente nominal del protector), el magnetismo generado atrae un contacto móvil que activa la desconexión del interruptor. Esto ocurre en un lapso de tiempo prácticamente instantáneo, como se aprecia en la gráfica que muestra la curva de operación del elemento magnético.

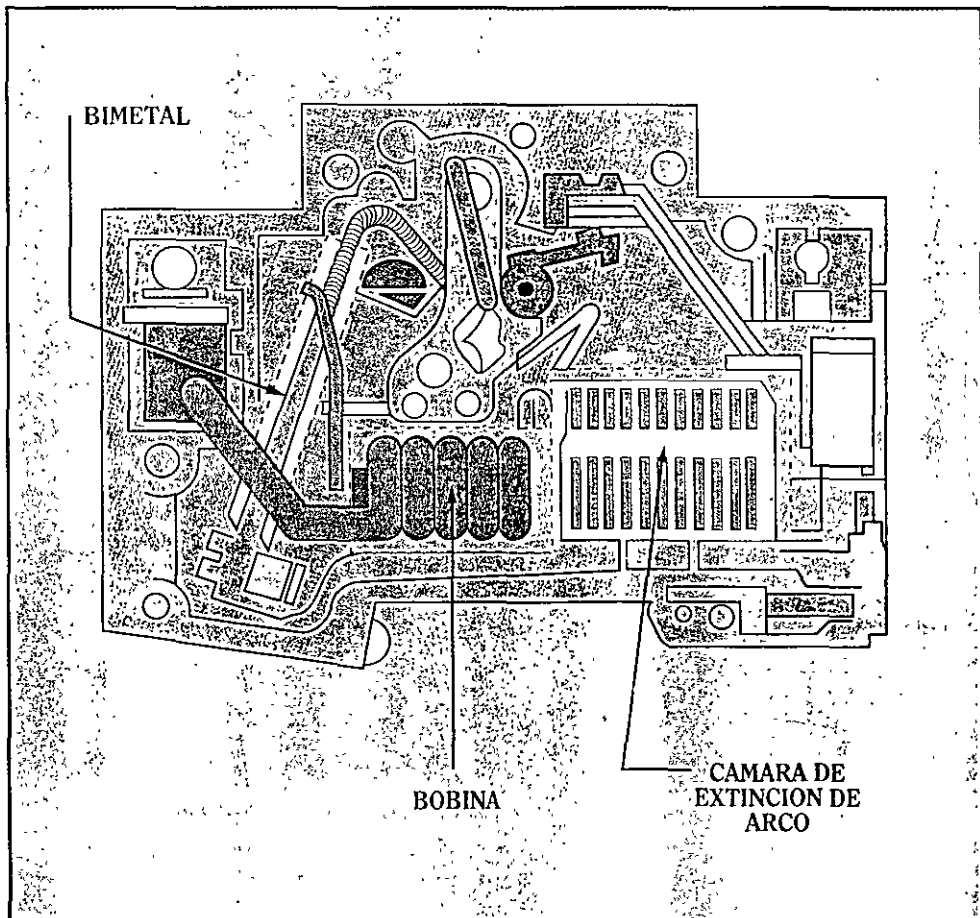
Por su gran rapidez de disparo (desconexión), la protección magnética se utiliza para despejar las fallas producidas por cortocircuito.

En la figura se aprecia un disyuntor magneto-térmico real, con sus diferentes elementos:



- Dispositivo térmico: bimetálico que actúa frente a sobrecargas.
- Dispositivo magnético: bobina que actúa frente a cortocircuitos.
- Cámara de extinción de arco: es un dispositivo incluido en el disyuntor para extinguir el arco eléctrico que se produce cuando hay un cortocircuito.

El arco eléctrico es un fenómeno que impide desconectar el paso de corriente, a pesar de la separación física de los contactos del interruptor del disyuntor, porque la corriente pasa a través del aire ionizado entre los contactos, comportándose como un rayo en miniatura. Por ello, para que este interruptor efectivamente actúe desconectando el circuito, el disyuntor posee esta cámara de extinción del arco eléctrico.



DIMENSIONAMIENTO DE LA PROTECCION TERMICO-MAGNETICA

En circuitos eléctricos de alumbrado lo usual es utilizar disyuntores de gran sensibilidad para la acción del dispositivo magnético, es decir, que son sensibles ante un cortocircuito. Estos disyuntores se denominan tipo L, y poseen una curva de operación como la siguiente:

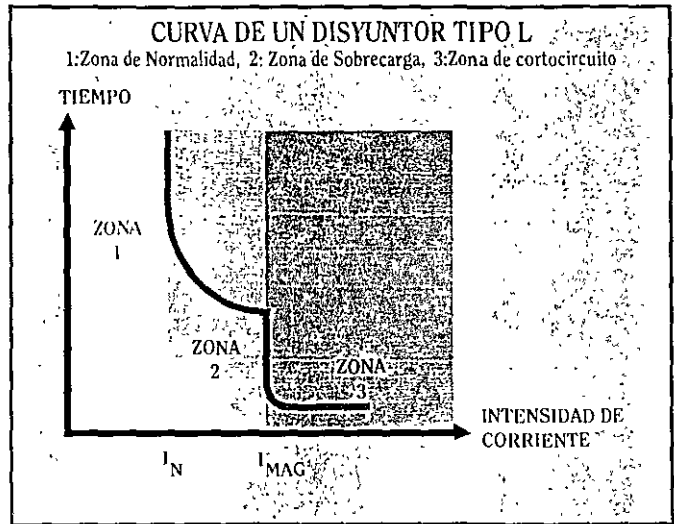
En esta curva, el dispositivo térmico opera cuando se alcanza la intensidad nominal I_N , y el dispositivo magnético opera cuando se alcanza la intensidad I_{MAG} , que es 5 veces la intensidad nominal. Por ejemplo, si $I_N = 10$ amperes, $I_{MAG} = 35 - 50$ A.

Para un correcto dimensionamiento del disyuntor que se va a colocar en un circuito de alumbrado debemos seguir las siguientes recomendaciones:

El dispositivo magneto-térmico protege a un circuito eléctrico contra sobrecargas y cortocircuitos, siempre y cuando esté correctamente dimensionado.

La selección de la protección magnético-térmico se debe elegir a partir de:

- La capacidad del circuito que se quiere proteger. Por ejemplo, si el circuito demandara 13 amperes de corriente, se debería elegir una protección de 15 amperes y no una de 10 amperes.
- La temperatura máxima de los conductores del circuito, es decir, la temperatura que soportan los conductores sin sufrir daños eléctricos, lo que depende de la sección del conductor. Así, por ejemplo, para un circuito de alumbrado cuyo conductor es de $1,5 \text{ mm}^2$, la protección usualmente utilizada es la de 10 amperes; para un conductor de $2,5 \text{ mm}^2$ se usa una protección de 15 A.



SELECTIVIDAD Y COORDINACION DE PROTECCIONES

La selectividad de las protecciones es un concepto de extraordinaria importancia, el cual lamentablemente, no es tan conocido frecuentemente por parte de los proyectistas en la industria de la construcción.

En las instalaciones muy elementales, hay siempre dos o más protecciones conectadas en serie entre el punto de falla y los posibles puntos de falla. Para delimitar la falla a la menor área posible, de modo que las consecuencias que ella introduzca al resto de la instalación sean mínimas, la protección que esté más próxima al punto de falla debe actuar primero y, si ésta, por cualquier motivo, no opera dentro de su tiempo normal, la que está más próxima a ella deberá hacerlo y así sucesivamente. Vale decir, debe haber un funcionamiento escalonado de las protecciones desde el punto de falla debe ir acercándose al punto de alimentación, si es que ello fuese necesario.

Las protecciones deberán entonces elegirse y regularse, de acuerdo a sus curvas características, de modo que operen ante cualquier eventualidad en la forma descrita.

Para conseguir que las protecciones sean selectivas y el estudio que se ha hecho para conseguirlo se denomina coordinación de protecciones.

¿Cómo determinar la selectividad de un sistema de protección?

Para determinar el tipo de falla, sobrecarga o cortocircuito, se utilizarán los siguientes criterios:

1. Sobrecargas:

Utilizar las curvas de zonas de funcionamiento de los diferentes aparatos de protección. Sobre un mismo ábaco, las zonas de funcionamiento no deben cortarse.

2. Cortocircuitos:

Utilizar las tablas de resistencia (esfuerzos) térmicos. En el esfuerzo térmico total del sistema de protección, el inferior debe ser menor al esfuerzo térmico del pre-arco de las protecciones superiores.

Diferencia entre esfuerzos térmicos de pre-arco y de arco

Un fusible despeja un cortocircuito en dos tiempos: el pre-arco y luego el arco.

El esfuerzo térmico de pre-arco corresponde a la energía mínima necesaria para que el elemento del fusible llegue a su punto de fusión.

Es importante conocer este esfuerzo térmico para determinar la selectividad sobre cortocircuito entre los varios sistemas de protección en serie.

El esfuerzo térmico de arco corresponde a la energía limitada entre el fin del pre-arco y la interrupción total.

Fig. 1: Los esfuerzos térmicos de pre-arco y de arco están ligados a la forma de estas curvas.

Fig. 2: La suma de los esfuerzos térmicos de arco y de pre-arco dan el esfuerzo térmico total.

Ejemplos de Coordinación

Selectividad entre dos fusibles

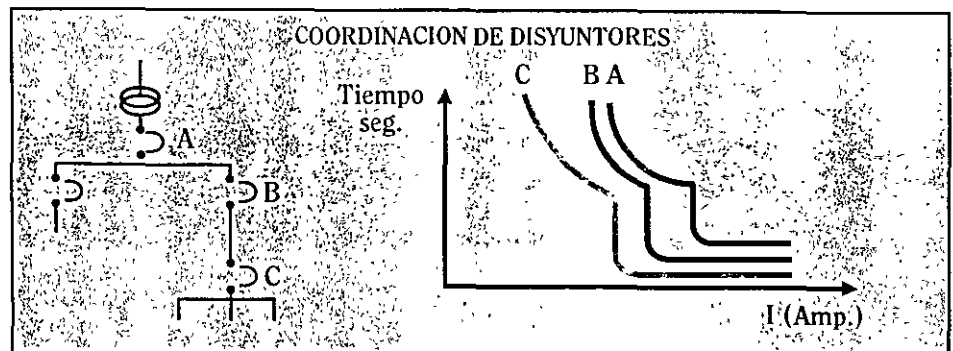
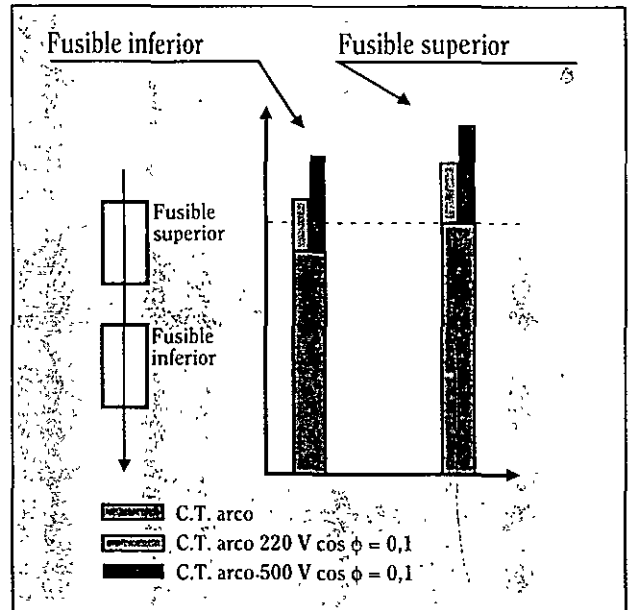
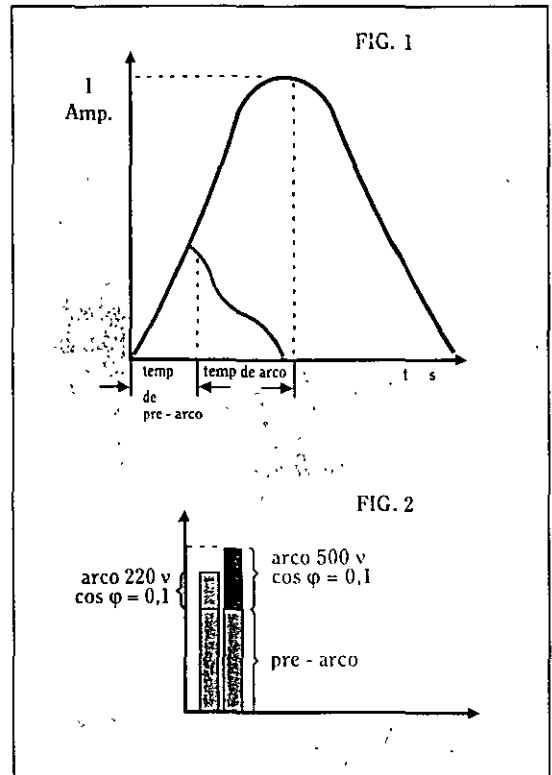
El esfuerzo térmico de pre-arco del fusible mayor debe ser superior al esfuerzo térmico total del fusible menor.

En la figura el esfuerzo total del fusible inferior es superior al esfuerzo de pre-arco del fusible mayor, situación que origina una mala selectividad.

2. Selectividad de disyuntores

Es difícil de realizar sin recurrir a una selectividad cronométrica.

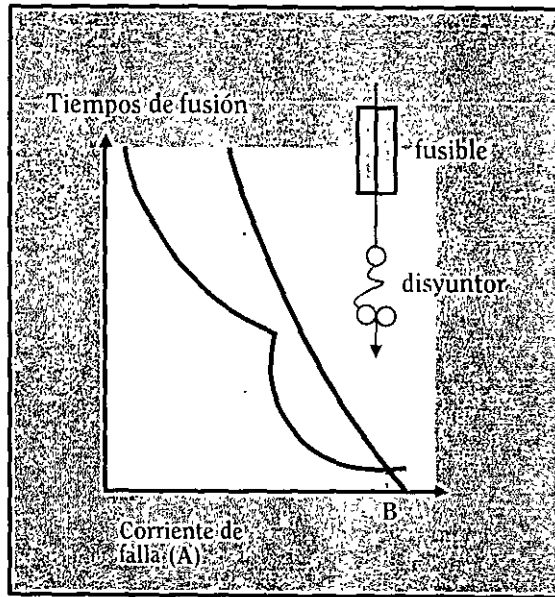
En el caso mostrado en la figura, las curvas de operación de los distintos disyuntores, deben estar en la posición relativa mostrada para que éstos sean selectivos.



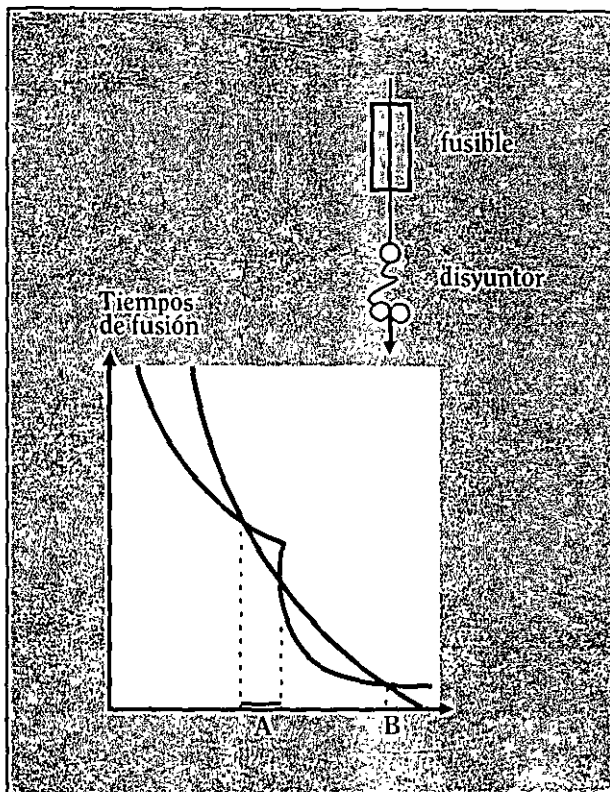
3. Selectividad de fusible y disyuntor

En la condición propuesta, el disyuntor está más próximo al consumo, de modo que debe operar primero; esto se logra seleccionando un disyuntor y un fusible que tenga curvas de operación similares a las mostradas en la figura. Existirá selectividad siempre que el esfuerzo térmico de pre-arco del fusible sea superior al esfuerzo térmico total de ruptura del disyuntor.

El esfuerzo térmico de pre-arco de un fusible puede ser considerado como una constante, pero el esfuerzo térmico total de ruptura de un disyuntor está ligado a la corriente de falla. La selectividad será por consiguiente asegurada hasta un valor de corriente llamado umbral de selectividad (punto B en la figura).



En la figura siguiente se presenta el caso en que no hay una selectividad entre el disyuntor y el fusible.



Procobre México, entidad no lucrativa, es una institución creada con el objetivo de llevar a cabo la promoción de las aplicaciones del cobre y sus aleaciones en los mercados nacionales.

La principal función de Procobre es mejorar la eficiencia de las industrias del cobre alrededor del mundo, por medio de proyectos de desarrollo de mercados y actividades tecnológicas.

Procobre México promueve en todos los ámbitos al cobre y las aplicaciones que representen mejores expectativas de incremento en ventas de los productos del cobre, beneficiando así a toda la cadena productiva.

PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

FUNCIONES BÁSICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

- PREVENIR DAÑO A VIDAS Y PROPIEDADES.
- REDUCIR DAÑOS AL SISTEMA Y SUS COMPONENTES.
- LIMITAR EL CRECIMIENTO Y LA DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO CUANDO UNA ANORMALIDAD SE PRESENTA EN EL SISTEMA.

● LAS ANORMALIDADES PUEDEN DEBERSE:

- FALLA DE EQUIPO.
- ERROR HUMANO.
- EMERGENCIAS DE ORIGEN HUMANO O NATURAL.

● ESTAS ANORMALIDADES SON IMPREDECIBLES Y EL SISTEMA ELÉCTRICO DEBE DISEÑARSE Y MANTENERSE PARA PROTEGERSE A SÍ MISMO AUTOMÁTICAMENTE.

● NO SE PUEDE TENER, POR IMPRÁCTICO O ANTIECONÓMICO, UN SISTEMA CONTRA TODO TIPO DE FALLA. PUEDEN CUIDARSE ASPECTOS COMO SELECCIÓN DE BUENOS AISLAMIENTOS, DISTANCIAS, PERO DEBE ACEPTARSE UN CIERTO NUMERO DE FALLAS, YA QUE AUN EL MEJOR SISTEMA SE DETERIORARA CON LOS AÑOS Y LA PROBABILIDAD DE FALLA AUMENTA CON EL TIEMPO.

LA PROTECCIÓN DE CORRIENTE

● LA PROTECCIÓN DE CORRIENTE INCLUYE:

➤ PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA:

❖ SOBRECARGAS. CORRIENTES ORIGINADAS PRINCIPALMENTE EN LOS MOTORES Y VARÍAN DESDE EL VALOR DE PLENA CARGA HASTA EL VALOR DE ESTAR BLOQUEADO.

❖ TAMBIÉN LOS CIRCUITOS PUEDEN SER SOBRECARGADOS AGREGANDO EQUIPO DE UTILIZACIÓN MÁS GRANDE O ADICIONAL A LO PROYECTADO.

➤ PROTECCIÓN COTRA SOBRECORRIENTE DEBIDA A CORTOS CIRCUITOS.

❖ SON USUALMENTE DEL ORDEN DE 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL O MAYORES, AUNQUE LA EXCEPCIÓN PUEDE SER LAS CORRIENTES DE FALLA A TIERRA, LIMITADA POR LA IMPEDANCIA DE ARCO O LA TRAYECTORIA DE RETORNO A TIERRA.

- ❖ LOS CORTOS PUEDEN OCURRIR COMO FALLAS DE AISLAMIENTOS EN GENERAL Y EN PARTICULAR DEBIDAS A EXCESIVA HUMEDAD, O DAÑOS MECÁNICOS A CONDUCTORES A EQUIPO ELÉCTRICO.

SECUENCIA DE LA PROTECCIÓN

1. SELECCIONE LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA:
 - INTERRUPTORES M.T. Y B.T.
 - TABLEROS M.T. Y B.T.
 2. APLIQUE EL EQUIPO DE PROTECCIÓN CORRESPONDIENTE.
 3. HAGA LOS AJUSTES NECESARIOS EN LOS EQUIPOS Y EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN CORRESPONDIENTE.
 4. CUANDO SE PRESENTA UNA FALLA, SE DEBE REMOVER LA PORCIÓN QUE FALLO, SIN DEJAR DE ALIMENTAR A OTRAS ÁREAS DEL SISTEMA. ESTO ES SELECTIVIDAD.
- POR LO ANTERIOR, DEBE OPERAR EL ELEMENTO MÁS CERCANO A LA FALLA. SI ESTE ELEMENTO NO OPERA EN SU ZONA (PRIMARIA) DEBE ACTUAR LUEGO OTRO ELEMENTO EN SERIE CON ÉL, ACTUANDO COMO RESPALDO. ESTO ES COORDINACIÓN.
 - TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA TIENEN SUS LÍMITES DE CORRIENTE. LA PROTECCIÓN NO DEBE SOBREPASAR ESTOS LÍMITES.
 - LOS ELEMENTOS CUYOS LÍMITES SE ANALIZAN AQUI, SON:
 - + TRANSFORMADORES.
 - + CONDUCTORES.
 - + MOTORES.
 - + TABLEROS Y BARRAS COLECTORAS.
 - LOS APARATOS DE DETECCIÓN DE FALLAS QUE SE TRATAN SON:
 - + FUSIBLES EN M.T.
 - + RELES DE SOBRECORRIENTE, 50/51.
(ACTÚAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)
 - + FUSIBLES EN B.T.
 - + RELES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS O DE CAJA MOLDEADA.
 - + INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS.
 - + RELES TÉRMICOS DE SOBRECARGA.

FUSIBLES EN MEDIA TENSION.

- EXISTEN DOS TIPOS PRINCIPALES:
 - + FUSIBLES DE POTENCIA: LIMITADORES DE CORRIENTE.
 - + FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

- ESTA DISEÑADO DE TAL FORMA QUE AL FUNDIRSE EL ELEMENTO FUSIBLE SE INTRODUCE UNA ALTA RESISTENCIA DE ARCO EN EL CIRCUITO, ANTES DE LA CORRIENTE DE PICO DEL PRIMER MEDIO CICLO. ESTO RESTRINGE LA CORRIENTE DE CC A UN VALOR MENOR.
- APLICACIONES TÍPICAS: PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y PROTECCIÓN DE CARGAS PEQUEÑAS (HASTA 3000 KVA). EN CIRCUITOS DE ALTA CAPACIDAD DE C.C.
- SU CURVA CARACTERÍSTICA ES CASI VERTICAL, LO QUE DIFICULTA LA COORDINACIÓN.

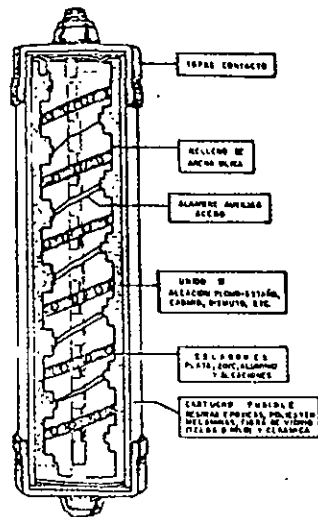


Fig. 8 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

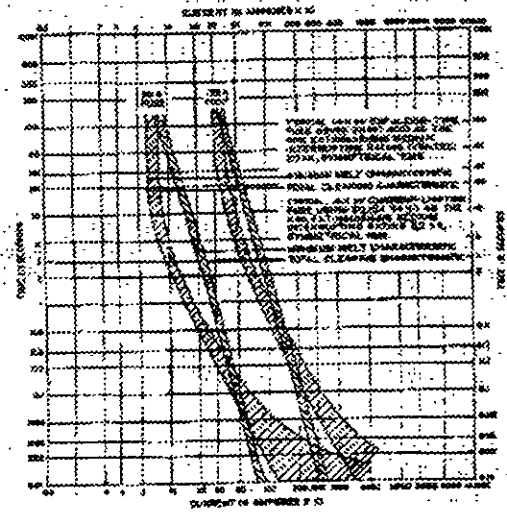
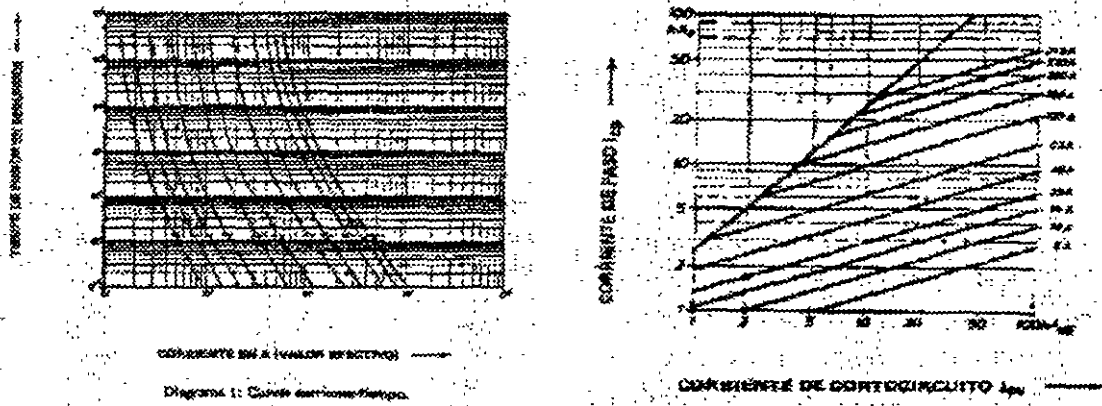


Fig. 21 Curves Characteristic Chart Showing the Difference Between Air-Break Switches, Type and Classed-Limiting Fuse

- LA ACCIÓN DE FORZAR LA CORRIENTE Y LIMITÁNDOLA DURANTE LA INTERRUPTIÓN PRODUCE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS, POR LO QUE SE PUEDE REQUERIR UNA ADECUADA PROTECCIÓN CON APARATARRAYOS.
- LA CONSTRUCCIÓN DE ESTOS FUSIBLES ES CON ELEMENTO FUSIBLE DE PLATA Y ARENA SILICA COMO MEDIO DE EXTINCIÓN.
- EL FUSIBLE SE DEBE ESCOGER DE TAL FORMA QUE SU VALOR SE ENCUENTRE ENTRE 1.8 Y 3 VECES EL VALOR DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR.
- EN ESTE RANGO SE PUEDEN GARANTIZAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES.

- UN ASPECTO IMPORTANTE EN EL USO DE FUSIBLES ES PREVENIR LA OPERACIÓN MONOFASICA DEL SISTEMA. ESTO PUEDE CREAR PROBLEMAS MUY SERIOS DE DESBALANCEO EN EQUIPOS O PROPICIAR FENÓMENOS DE SOBRETENSION POR FERRORESONANCIA.
- POR LO ANTERIOR, UN DISPOSITIVO DEBE HACER OPERAR EN GRUPO EL SECCIONADOR AL OPERAR UN FUSIBLE



FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN

- PARA INTERRUPTIR LA FALLA SE EMPLEA UN TUBO CONFINADOR DE ARCO Y DENTRO EL ELEMENTO FUSIBLE.
- LA INTERRUPTIÓN DEL ARCO SE REALIZA CON LOS PROPIOS GASES PRESURIZADOS DENTRO DEL TUBO AL SALIR HACIA UNO DE LOS EXTREMOS ABIERTOS DEL CARTUCHO.
- SE USA BÁSICAMENTE EN EXTERIORES PARA PROTEGER CONTRA SOBRECORRIENTE Y ALGUNOS DISEÑOS CONTRA SOBRECARGA: ALIMENTADORES, PRIMARIOS DE TRANSFORMADORES, BANCOS DE CAPACITORES, ETC.
- USADOS DENTRO DE GABINETES, HAY QUE TENER CUIDADO CON VENTILAR LOS GASES IONIZADOS DE MANERA TAL QUE NO CONTAMINEN LAS PARTES VIVAS INTERNAS.

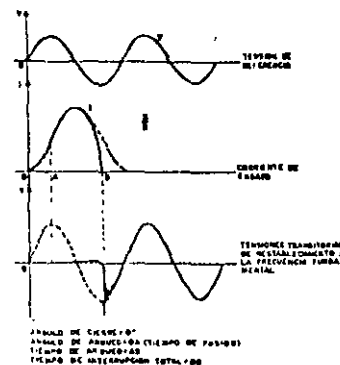
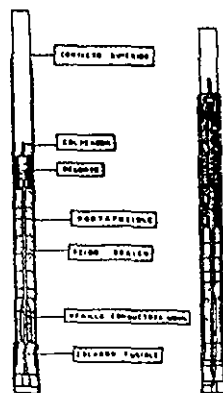


Fig 2: Partes constitutivas del fusible de expulsión y principio de operación.

Fig 1: Interrupción de una corriente totalmente asimétrica por un fusible de expulsión.

FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN

- NO LIMITADORES DE CORRIENTE.
 - CLASES H Y K DE ACUERDO A NOMENCLATURA DE UNDERWRITERS LABORATORIES.
 - CLASES H. PUEDEN SER RENOVABLES O NO. HASTA 600 A. PUEDEN TENER DOBLE ELEMENTO (INST. Y TIEMPO) O SOLO INSTANTÁNEO, NO TIENEN CAPACIDAD INTERRUPTIVA, PERO DEBEN SER PROBADOS A 10,000 A. LOS FUSIBLES RENOVABLES SON RIESGOSOS.
 - CLASE K. ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA. IGUAL TAMAÑO.
 - CLASE H, SON GARANTIZADOS A 50, 000 O 200,000 AMPERES. PUEDEN TENER ELEMENTO DE TIEMPO.

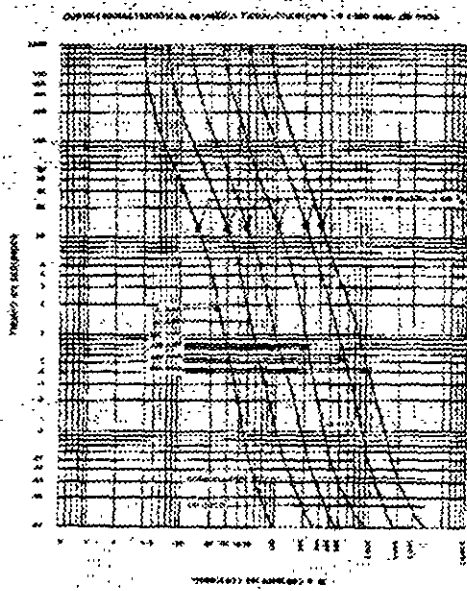
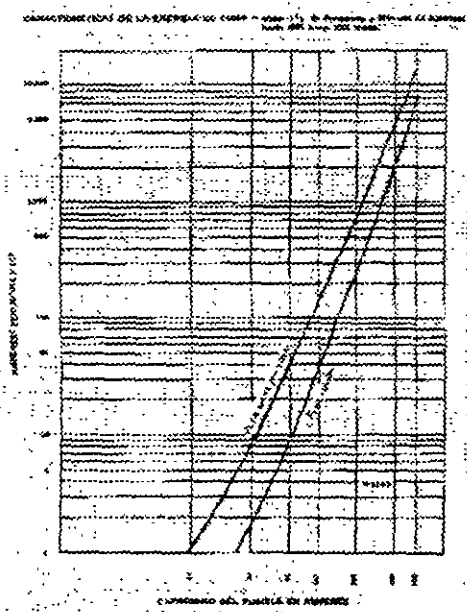
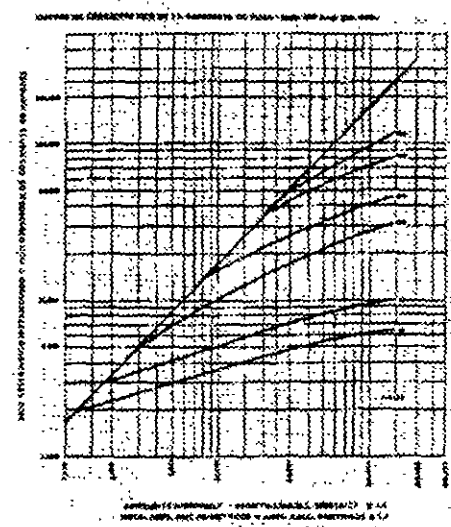
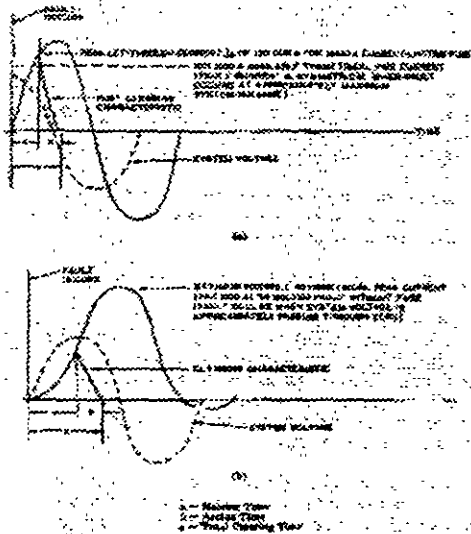
- LIMITADORES DE CORRIENTE.
 - SU USO MÁS FRECUENTE ES CUANDO LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DISPONIBLE ESTA MAS ALLA DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO. SE COORDINAN CON INTERRUPTORES.
 - LOS MÁS IMPORTANTES, DE ACUERDO A CLASIFICACIÓN DE U.L. SON LOS CLASE K Y CLASE L.
 - CLASE J. HASTA 600 A. NO ES INTERCAMBIABLE CON CLASE H NI CLASE K. 2000,000 A DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA. LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA Y LOS VALORES I^2t . DEPENDEN DE CADA CASO.
 - CLASE L. DE 601 A. A 6,000 A. 200,000 DE CAPCACIDAD INTERRUPTIVA.

APLICACIÓN DE FUSIBLES

- CORRIENTE DE PICO DE FUGA. - ES LA CORRIENTE MÁXIMA INSTANTÁNEA QUE PASA A TRAVÉS DE UN FUSIBLE LIMITADOR DURANTE EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.

- LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA DE LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE NO DEBE SOBREPASAR EL VALOR DE LA CORRIENTE MOMENTÁNEA QUE PUEDEN SOPORTAR LOS INTERRUPTORES Y TABLEROS QUE SE ENCUENTRAN DESPUÉS DE LOS FUSIBLES. CON ESTA PRECAUCIÓN, LOS TABLEROS E INTERRUPTORES PUEDEN OPERAR EN SISTEMAS CON UN CORTO CIRCUITO MAS ELEVADO QUE SU CAPACIDAD.

- CONCEPTO I^2t . ES LA MEDIDA DE LA ENERGÍA CALORIFICA GENERADA EN UN CIRCUITO DURANTE LA FUSIÓN O APERTURA DE UN FUSIBLE. GENERALMENTE SE DENOMINA FUSIÓN I^2t ., SIENDO "I" LA CORRIENTE EFECTIVA Y "t" EL TIEMPO. (AMP²*SEG.).



INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA

- ESTOS INTERRUPTORES CONTIENEN UNA PROTECCIÓN DE SOBRECARGA (TÉRMICA, BIMETAL) PARA RESPALDO DE PROTECCIÓN A MOTORES O EN SOBRECARGAS EN CIRCUITOS, Y UNA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE, PARA CORTOS CIRCUITOS, MEDIANTE SU ELEMENTO INSTANTÁNEO (MAGNÉTICO).

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

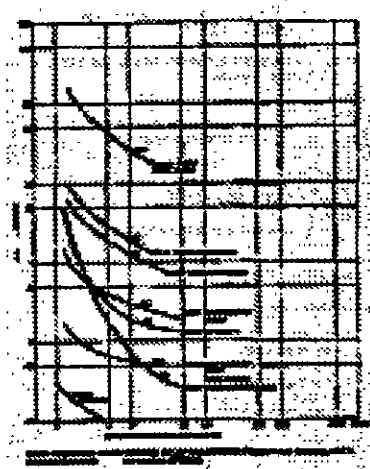
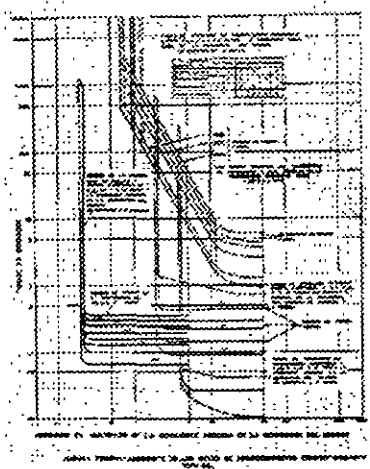
- INTERRUPTORES DE MAYOR CAPACIDAD QUE LOS TERMOMAGNETICOS.

RELES DE SOBRECORRIENTE

- EXISTEN VARIOS TIPOS:

- TIEMPO LARGO INVERSO
- TIEMPO CORTO INVERSO
- TIEMPO MEDIO INVERSO
- TIEMPO STANDARD INVERSO
- MUY INVERSO
- EXTREMADAMENTE INVERSO.

- EN SISTEMAS INDUSTRIALES LO MAS FRECUENTEMENTE USADOS SON LOS DE TIEMPO STANDARD INVERSO (IAC 51) Y DE TIEMPO STANDARD MUY INVERSO (IAC 53).



- EL RELE DE TIEMPO INVERSO ES MEJOR QUE EL DE TIEMPO MUY INVERSO DONDE HAY UNA AMPLIA VARIACIÓN DE NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO, DEBIDO AL CAMBIO DE FUENTES DE POTENCIA EN USO.
- EL DE CURVA MUY INVERSA ES ADECUADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADOS POR GRANDES SISTEMAS DE POTENCIA, DEBIDO A QUE EN FALLAS PEQUEÑAS ES LENTO, MAS ES RÁPIDO EN ALTOS VALORES DE FALLA.
- UNA VEZ SELECCIONADO EL MODELO DE RELEVADOR, SIGUE ESCOGER LOS RANGOS DE CORRIENTE DE LOS ELEMENTOS DE TIEMPO INVERSO E INSTANTÁNEO. LOS BAJOS RANGOS, COMO EL DE 0.5-2[A] PUEDEN SER USADOS DONDE UNA BAJA CORRIENTE DE PICK-UP SE REQUIERA, COMO ES EL CASO DE LAS CORRIENTES DE TIERRA O DE NEUTRO.

- PARA PROTECCION DE FASE SE RECOMIENDA EL RANGO DE 2-16A.
- EL RELEVADOR TIENE TAPS PARA EL RANGO 2-16 A.

RANGO	TAPS DISPONIBLES
2-16	2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0, 16.0

REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

- ES NECESARIO ESTABLECER LOS LIMITES DE VALORES DE CORRIENTE, INFERIOR Y SUPERIORES EN EL QUE TRABAJA EL EQUIPO.
- UN BUEN MÉTODO ES ESTABLECIDO POR:
 - 1.- CONDICIONES DE OPERACIÓN.
 - 2.- REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN.
 - 3.- NIVELES DE CORRIENTE MÁXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS (ANTES DE DAÑARSE)

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

- LAS PROTECCIONES DEBEN SER INSENSIBLES A LAS CORRIENES NORMALES, COMO POR EJEMPLO:
 - CORRIENTES PLENA CARGA
 - SOBRECARGAS PERMISIBLES
 - ARRANQUE DE MOTORES
 - CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)
- ESTOS DATOS PUEDEN OBTENERSE DE LOS FABRICANTES DE EQUIPO, EN LAS PLACAS DE LOS APARATOS O EN LOS VALORES DE NORMA.
- CUANDO NO SE DISPONGA DE DATOS, LAS SIGUIENTES APROXIMACIONES SON NORMALMENTE ACECUADAS:
 - MOTORES:
 - ❖ UN H.P. ES APROXIMADAMENTE IGUAL A UN KVA PARA MOTORES DE INDUCCIÓN CON F.P. DE 0.8; PARA MOTORES SINCRONOS CON F.P. DE LA UNIDAD, UN H.P. ES IGUAL A 1.25 KVA.

❖ FACTOR DE SERVICIO DE 1. POR LO TANTO NO HAY CAPACIDAD PARA SOBRECARGARLO.

❖ CORRIENTE TRANSITORIA DE INRUSH:

✓ IGUAL A 6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA EN MOTORES DE INDUCCIÓN.

✓ PARA MOTORES SINCRONOS CON CARGAS DE BAJA INERCIA, ESTE VALOR ES DE 6 VECES.

✓ CON CARGAS DE ALTA INERCIA, LA CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO SERÁ DE 9 VECES.

✓ EL TIEMPO DE DURACIÓN ES DE 5 A 30 SEGUNDOS, DEPENDIENDO DE LA INERCIA DE LA CARGA.

➤ TRANSFORMADORES.

❖ CAPACIDAD DE SOBRECARGA. DEPENDE DEL TIEMPO DE ENFRIAMIENTO USADO.

❖ DE LO ANTERIOR, SE PUEDE ESTABECER QUE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR ES LA CORRIENTE A PLENA CARGA MULTIPLICADA POR EL FACTOR DE ENFRIAMIENTO Y POR EL FACTOR DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA.

❖ CORRIENTE DE INRUSH POR MAGNETIZACIÓN:

✓ + 12 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACION Y PEDESTAL.

✓ + 8 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO DE CARGA.

✓ + 8 a 25 VECES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN.

➤ CABLE

❖ LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIPO DE INSTALACIÓN.

❖ LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL "NATIONAL ELECTRIC CODE" SIRVEN DE GUÍA.

REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN.

● LOS CÓDIGOS Y STANDARS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUIPO DE PROTECCIÓN.

➤ MOTORES

❖ PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL N.E.C. EN SU ARTICULO 430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRECARGAS PELIGROSAS MEDIANTE PROTECCIÓN TÉRMICA

INTERNA O EXTERNA. LA PROTECCIÓN CONTRA CORRIENTES DE FALLA ES MEDIANTE INTERRUPTORES O FUSIBLES.

❖ PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO
NO MENOR A 1.15 ----- 125%

MOTORES CON ELEVACIÓN DE TEMPERATURA
NO MAYOR A 40°C -----125%

TODO EL RESTO DE MOTORES 115%

❖ PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR.	250%
DISPARO INSTANTÁNEO EN INTERRUPTOR.	700%
FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO.	300%
FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO.	175%

CABLES

● EL N.E.C. REQUIERE QUE LOS CABLES SEAN PROTEGIDOS CONTRA SOBRECORRIENTES COMO SIGUE:

● CABLE ALIMENTADOR, TENSION MENOR O IGUAL A 600 V., DENTRO DE SU AMPACIDAD (ARTICULO 240- 3)

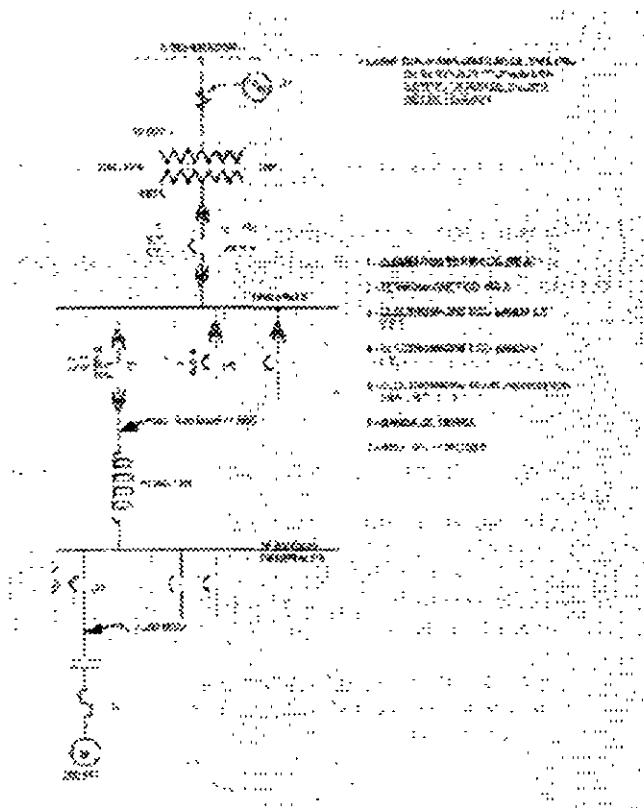
● CABLE ALIMENTADOR ARRIBA DE 600 VOLTS. UN FUSIBLE SELECCIONADO PARA UNA CORRIENTE PERMANENTE QUE NO EXCEDA 3 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR, O UN INTERRUPTOR QUE TENGA UN AJUSTE DE DISPARO DE NO MÁS DE 6 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (ARTICULO 240 - 100).

NIVELES DE CORRIENTE MÁXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS.

● MOTORES: ES EL TIEMPO EN QUE UN MOTOR PUEDE PERMANECER CON EL ROTOR BLOQUEADO.

● TRANSFORMADORES. (ANSI C57.12.00, 1973). ESTE PUNTO IDENTIFICA LOS REQUERIMIENTOS DE DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN DAÑO LOS ESFUERZOS MECÁNICOS Y TÉRMICOS CAUSADOS POR LOS CORTOS CIRCUITOS,

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES Y COORDINACIÓN



● PASO No. 1 CORRIENTES NORMALES DE OPERACIÓN.

A) MOTOR DE BOMBA, 200 H.

$$\begin{array}{l} \text{CORRIENTE} \\ \text{A PLENA} \\ \text{CARGA} \end{array} = \frac{200}{\sqrt{3}(0.44)} = 262 \text{ A} \quad (\text{CPC})(1\text{HP} = 1\text{KVA})$$

● CORRIENTE ROTOR BLOQUEADO (CRB)

6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA Y SE ASUME 8 SEGUNDOS DE DURACIÓN.

$$\text{CRB} = 6 \times \text{CPC} = 1574 \text{ A.}$$

● MÁXIMA CORRIENTE DE ARRANQUE (MCA)

1.5 VECES CRB DURANTE 0.1SEG.

$$\text{MCA} = 1574 \times 1.5 = \underline{2597 \text{ A}}$$

B) CORRIENTES ADICIONALES EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES, DEBIDO A OTRAS CARGAS:

$$\begin{array}{l} \text{CORRIENTES ADICIONALES} \\ \text{C.P.C. BOMBA No 1} \\ \text{TOTAL ALIMENTADOR A} \\ \text{SERVICIOS GENERALES} \end{array} \begin{array}{l} = 1353 \text{ A.} \\ = \underline{262 \text{ A.}} \\ = 1615 \text{ A.} \\ \end{array}$$

C) CORRIENTE EN TABLERO 5 SERVICIOS PROPIOS.

ALIMENTADOS SERVICIOS

GENERALES = 1615 A.

CORRIENTE ADICIONAL = 800 A.

TOTAL = 2415 A.

D) TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

$$ALTA = \frac{2000}{\sqrt{3}(15)} = 77 A.$$

$$BAJA = \frac{2000}{\sqrt{3}(0.44)} = 2624 A.$$

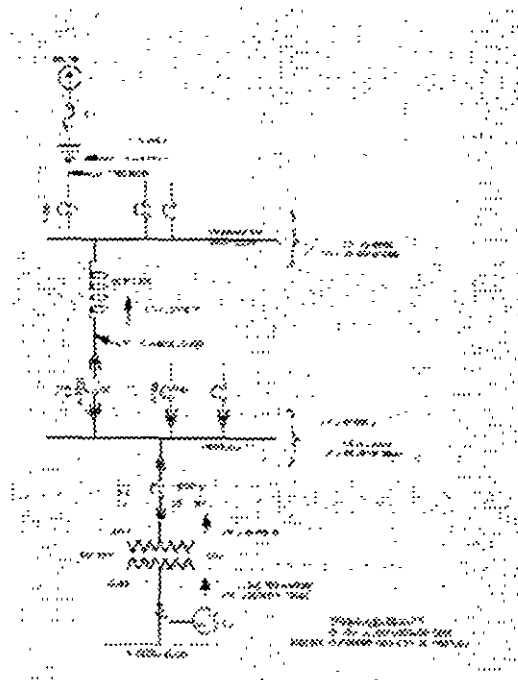
LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH) SE CONSIDERA 8 VECES LA CORRIENTE A PLENA CAPACIDAD Y SU DURACIÓN ES DE 0.1 SEG.

CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN TRANSITORIA (CMT)

$$CMT = 8x I_N = 8x 77$$

$$CMT = 616A, \text{ DURACIÓN } 0.1 \text{ SEGUNDOS.}$$

- PASO No. 2 CALCULO DE CORRIENES DE CORTO CIRCUITO.
- ESTAS FUERON CALCULADAS POR SEPARADO Y SE MUESTRAN EN EL DIAGRAMA UNIFILAR ANEXO.
- DE ACUERDO CON LA VELOCIDAD DE RELES O LA DEL EQUIPO DE DESCONEXIÓN SE DEBE CONSIDERAR SI SE TOMA EN CUENTA LA CORRIENTE SUBTRANSITORIA O TRANSITORIA.



● PASO No. 3. DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN EN EQUIPOS.

A) MOTOR DE LA BOMBA.

- SOBRECARGA. COMO SE TRATA DE UN MOTOR CON UN FACTOR DE SERVICIO DE 1.15, LA SOBRECARGA MÁXIMA ES A 25%, POR LO TANTO, EL VALOR "NEC" DE SOBRECARGA:

$$\text{NEC- OL} = \text{CPC} \times 1.25$$

$$\text{NEC- OL} = 327 \text{ A.}$$

- SOBRECORRIENTE. COMO EL PROTECTOR ES UN TERMOMAGNETICO, SE DEBE TENER 250% DE I_N COMO MÁXIMO PARA LA CURVA DE TIEMPO INVERSO Y 1300% PARA EL ELEMENTO INSTANTÁNEO, POR LO QUE:

$$\text{NEC_ OC}_1 = \text{CPC} \times 2.5 = 262 \times 2.5$$

$$\text{NEC_ OC}_1 = 655 \text{ A.}$$

$$\text{NEC_ OC}_2 = \text{CPC} \times 13 = 262 \times 13$$

$$\text{NEC_ OC}_2 = 3400 \text{ A.}$$

B) CABLES

- LOS CABLES DEBERÁN DE PROTEGERSE CONTRA LOS DAÑOS POR LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA QUE SE PRESENTA DURANTE UN CORTO CIRCUITO, PROCURÁNDOSE LIMITAR ESTE DAÑO A UNA REDUCCIÓN DE 1% EN LA VIDA ÚTIL DEL CABLE PARA CADA FALLA, LA SOCIACIÓN ESTADOUNIDENSE "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) RECOMIENDA UNA SERIE DE TEMPERATURAS MÁXIMAS QUE SE DEBEN DE ALCANZAR DEPENDIENDO DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE

DESIGNACIÓN NEC	MÁXIMA TEMPERATURA CONTINUA (°C)	MÁXIMA TEMPERATURA EN EL CONDUCTOR
XHHW, RHH, RHW (600V-5kV SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600 V)	90	250
RHW (SOLO 600 V)	75	200
THW, THWN, PVC, POLIETILENO, THHN	75	150
	90	150
	75	150

- CONOCIDOS LOS LIMITES DE TEMPERATURA, CON LAS SIGUIENTES FÓRMULA SE PUEDEN DETERMINAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO QUE LAS PRODUCE:

- ❖ PARA CONDUCTORES DE COBRE

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0297 \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

- ❖ PARA CONDUCTORES DE ALUMNIO

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0125 \log\left(\frac{T_2 + 228}{T_1 + 228}\right)$$

- DONDE:

I = AMPERS RMS DURANTE TODO EL INTERVALO DE FLUJO DE CORRIENTE.

t = DURACIÓN DEL FLUJO DE C.C. EN SEGUNDOS

CD = SECCIÓN DEL CONDUCTOR EN CIRCULAR MILS

T1 = TEMPERATURA INICIAL DEL CONDUCTOR (°C)

T2 = TEMPERATURA FINAL DEL CONDUCTOR (°C)

- PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN SE PONEN COMO DATOS T1 Y T2 (75° Y 150°c PARA LOS CABLES DE ESTE ESTUDIO, THW) Y DE AHÍ SE DIBUJA LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL CABLE EN PARTICULAR SOBRE EL PAPEL LOG-LOG
- LOS BUSES TIENEN TAMBIÉN UN CIERTO LIMITE DE TEMPERATURA A LA QUE DEBEN CALENTARSE EN EL CASO DE UN CORTO CIRCUITO, Y ESTA DADO POR LA SIGUIENTE FORMULA:

$$I = 1974A \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_M - T_A}{234 + T_A} + 1\right)}{33S}}$$

- EN DONDE:

I = CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN AMPERS.

A = SECCIÓN TRANSVERSAL DE LAS BARRAS EN MM²

TM = TEMPERATURA DE FUSIÓN DEL COBRE (1083 °C)

TA = TEMPARATURA AMBIENTE (°C)

S = DURACIÓN DEL CORTO CIRCUITO EN SEGUNDO.

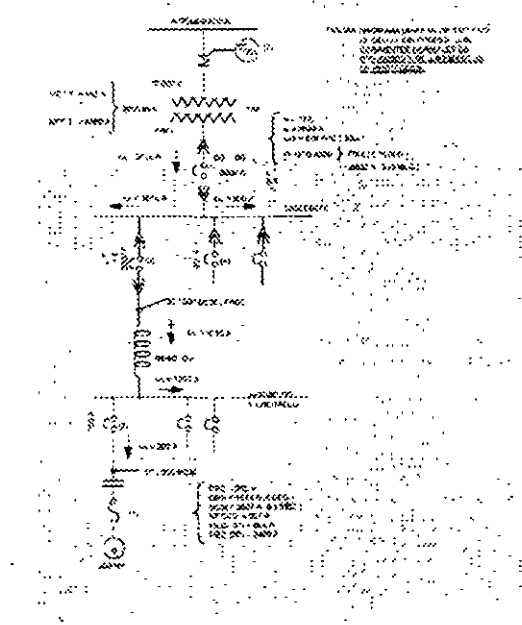
C) TRANSFORMADOR DE 200KVA

- DE ACUERDO A LA TABLA DE LA PAGINA 5-27, EL TRANSFORMADOR QUE TIENE UNA IMPEDANCIA MENOR AL 6% DEBE SER PROTEGIDO A 600% DEL LADO PRIMARIO Y A 250% EN EL LADO SECUNDARIO.

$$\text{NEC} - T_1 = I_p \times 6 = 77 \times 6 = 462 \text{ A}$$

$$\text{NEC} - T_2 = I_s \times 2.5 = 2624 \times 2.5 = 6560 \text{ A.}$$

- EL PUNTO ANSI SE DETERMINA EN BASE A LA TABLA DE LA PAGINA 5-30, Y COMO SE TRATA DE UNA IMPEDANCIA DE 5.75%, ESTE SERÁ DE 10.1 X Y 3.75 SEGUNDOS (CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA), POR LO QUE
- PUNTO ANSI = 10.1 X 77 = 778 A.
- (3.75 SEGUNDOS)



● PASO No 4, ELABORACIÓN DE CURVAS TIEMPO-CORRIENTE.

A) CURVA TIEMPO CORRIENTE NO.1

MUESTRA LA PORCIÓN DEL CIRCUITO MAS ALEJADA DE LA FUENTE, INCLUYENDO:

- MOTOR DE 200 HP, CON SU PERFIL DE OPERACIÓN (MCA, CRB, CPC Y DURACIÓN). SE MUESTRA TAMBIÉN LOS REQUERIMIENTOS NCE - OL Y NEC - OC.
- CABLE DE 350 MCM. SE TRAZA SU CURVA DETERMINANDO DOS PUNTOS DE ELLA:

$$\left(\frac{I}{\text{CM}}\right)^2 t = 0.0297 \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

- $T_1 = 75^\circ\text{C}$
- $T_2 = 150^\circ\text{C}$
- PARA $t = 0.01$ SEG.
- $I = 185,297$ AMPERS
- PARA $t = 0.1$ SEG.
- $I = 52,596$ AMPER .

EL ELEMENTO TÉRMICO PARA PROTECCIÓN DE SOBRECARGA AL MOTOR, TIPO CR224 DE GE, 270 A, AJUSTADO AL 100% QUEDA ENTRE LA C.P.C Y EL VALOR NEC-0L

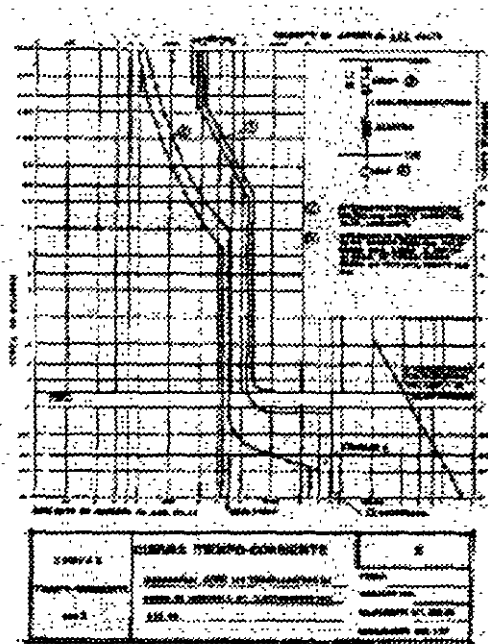
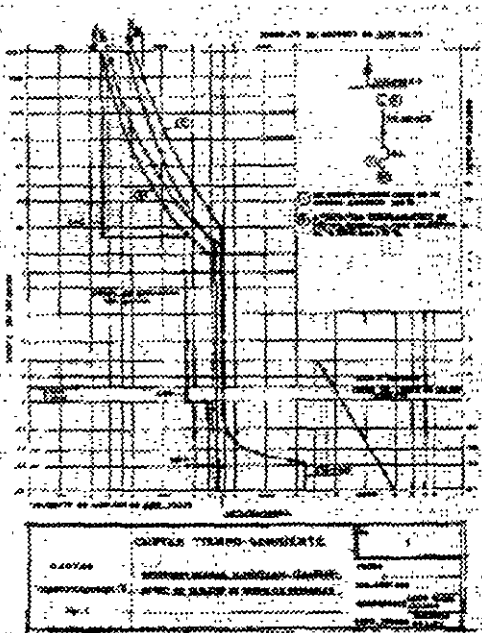
- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE 350 A., SIN AJUSTE TÉRMICO Y CON AJUSTE MAGNÉTICO A $3500 \pm 10\%$ AMPERS; ESTE VALOR COINCIDE CON EL VALORE NEC-OC₂. LA CURVA DEL INTERRUPTOR SE CORTA EN (23,113 A) QUE ES EL CORTO CIRCUITO ASIMÉTRICO EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

B) CURVA T.C. No 2

- SE MUESTRA LA COORDINACIÓN ENTRE EL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2 Y EL RELEVADOR DE ESTADO SÓLIDO DEL ELECTROMAGNÉTICO 3 ESTE DIBUJO CONTIENE:
 - INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 350 A.
 - LIMITE DE CALENTAMIENTO DE 3 CABLES DE 500 MCM (1500 MCM)
 - INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO, SENSOR A 2000 A., BANDA DE TIEMPO LARGO (L.T.) AJUSTADO A 1. LA CORRIENTE DEL SENSOR Y TIEMPO MÍNIMO; SE BUSCA ESTAR A LA DERECHA DE I_{N3} BANDA DE TIEMPO CORTO, AJUSTADA A 3 VECES (6000 A) Y CURVA DE 0.11 SEG.; SE PROCURA ESTAR A LA DERECHA DE $I_{N3} + MCA$ (3950 A), ESTA CURVA SE CORTA EN $I'_{D4} = 40,000$ A.

C) CURVAS TIEMPO CORRIENTE No 3

- SE REFIEREN A LA COORDINACIÓN ENTRE LOS INTERUPTORES ELECTROMAGNETICOS DERIVADOS Y EL PRINCIPAL DEL TABLERO No. 5 DE SERVICIOS PROPIOS.

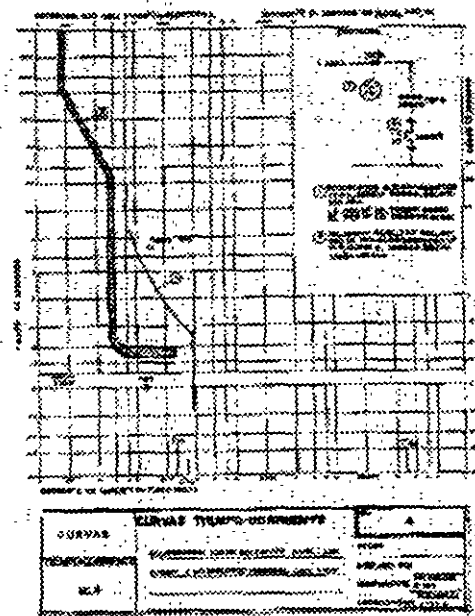
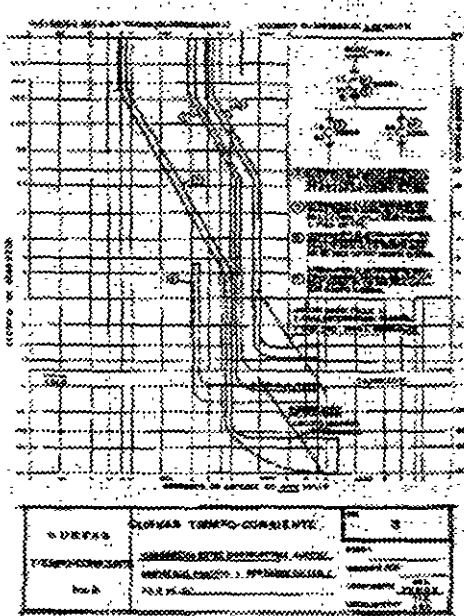


- INTERRUPTOR DERIVADO, 400 AMPERES (No. 4) BANDA INSTANTÁNEA: SE AJUSTA EL VALOR MÁXIMO, $12 X = 4800$ AMPERES, CON OBJETO DE TENER CIERTA SELECTIVIDAD CON LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS DEL TABLERO QUE ESTE INTERRUPTOR ALIMENTA.
- EN FALLAS MENORES A 4800 A., OPERAN LOS TERMOMAGNETICOS Y SI ESTA ES MAYOR, OPERAN TANTO PRINCIPAL COMO DERIVADOS. ESTA PORCION INSTANTÁNEA DE LA CURVA SE CORTA A 53,742 A., VALOR DE LA FALLA TRIFASICA ASIMÉTRICA EN ESE PUNTO. LA BANDA L.T. SE AJUSTA A 1.0X, CURVA MÍNIMA.
- INTERRUPTOR PRINCIPAL, 3000 AMPERES, DISPOSITICO DE PROTECCIÓN DE FASE No. 5 DEBE PROTEGER AL TRANSFORMADOR, Y SU BANDA L.T. DEBE QUEDAR A LA IZQUIERDA DE 250% DE I_s (6560 AMPERES).
 - DEBE PERMITIR QUE EL TRANSFORMADOR LLEVE SU PLENA CAPACIDAD EN FORMA PERMANENTE, (2624 A).
 - DEBE PROTEGER A LAS BARRAS COLECTORAS, DE 3000 A.
 - DEBE COORDINARSE CON LOS DISPOSITIVOS 3 Y 7
- SE ESCOGE UN PICK-UP DE 1.0 Y LA CURVA MÍNIMA PARA LA BANDA L.T. LA BANDA DE TIEMPO CORTO SE AJUSTA A LA DERECHA DE LA BANDA S.T. DEL DISPOSITIVO No 3: SE ESCOGE $3X = 9000$ A. Y UN AJUSTE DE TIEMPO DE 0.25 SEG. LA CURVA SE CORTA A 40,000 AMPERES, VALOR DE LA CORRIENTE TRANSITORIA I_{D4}
- BANDA DE TIERRA, G. TIENE POR OBJETO PROTEGER CONTRA FALLAS DE ARQUEO.
- LA FALLA PROBLABLE MÍNIMA DE ARQUEO ES EL 19% DE LA FALLA TRIFÁSICA:

D) CURVAS TIEMPO CORRIENTE No. 4

- SE COORDINAN EL RELE IAC 53 B EN 15 KV, CON EL RELE DE ESTADO SÓLIDO DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL EN BAJA TENSION.
- LA TENSION BASE ES DE 15 KV, Y TODA LAS CORRIENTES SE CALCULAN EN ESA BASE:
 - 3000 AMPERS. -----> $3000 (40 / 15000) = 88$ A.
 - ASÍ SE PROCEDE PARA LOS DEMÁS VALORES, TRANSPORTANDO CON ESTO LOS VALORES EN B.T. AL LADO DE 15 KV.
- RELEVADOR 50/51 SE DEBE AJUSTA CONSIDERANDO LO SIGUIENTE:
 - DEBE COORDINARSE CON EL INTERRUPTOR EN BAJA TENSION.
 - DEBE QUEDAR A LA IZQUIERDA DEL VALOR FIJADO POR EL NEC PARA ALTA TENSION ($400 \% I_p$ 308A).
 - DEBE OPERAR ANTES DEL PUNTO ANSI.

- PARA CUMPLIR CON ESTO, EL RELEVADOR SE AJUSTA A UN PICK-UP DE 300A PRIMARIOS (DADA LA RELACIÓN DE LOS T.C, $150/5 = 30$, EL "TAP" DEBE SER 10) LA CURVA DE TIEMPO SELECCIONADA ES LA No. 2.
- DADO QUE ESTE RELEVADOR 50/51 ES SENSIBLE A LAS FALLAS SUBTRANSITORIAS Y ASIMÉTRICAS, EL INSTANTÁNEO DEBE AJUSTARSE A UN VALOR MAYOR QUE 53,742 A. O SEA LA CORRIENTE DE FALLA EN EL SECUNDARIO (1576 A., REFERIDO AL PRIMARIO), SE SELECCIONA UN AJSTE DE 60 AMPERES, EQUIVALENTE A: $60 (15000/440) = 61,363 A$



2.4 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

ES NECESARIO ESTABLECER LOS LIMITES DE VALORES DE CORRIENTE, INFERIORES Y SUPERIORES EN EL QUE TRABAJA EL EQUIPO, Y UN BUEN METODO ES ESTABLECIENDO:

- 1.- CONDICIONES DE OPERACION.
- 2.- REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.
- 3.- NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS (ANTES DE DAÑARSE).

2.4.1 CONDICIONES DE OPERACION.

- LAS PROTECCIONES DEBEN SER INSENSIBLES A LAS CORRIENTES NORMALES, COMO POR EJEMPLO:

- CORRIENTES A PLENA CARGA
- SOBRECARGAS PERMISIBLES
- ARRANQUE DE MOTORES
- CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)

ESTOS DATOS PUEDEN OBTENERSE DE LOS FABRICANTES DE EQUIPO, EN LAS PLACAS DE LOS APARATOS O EN LOS VALORES DE NORMA.

CUANDO NO SE DISPONGA DE DATOS, LAS SIGUIENTES APROXIMACIONES SON NORMALMENTE ADECUADAS:

DE LO ANTERIOR, SE PUEDE ESTABLECER QUE LA CAPACIDAD DEL --
TRANSFORMADOR ES LA CORRIENTE A PLENA CARGA MULTIPLICADA POR EL --
FACTOR DE ENFRIAMIENTO Y POR EL FACTOR DE ELEVACION DE TEMPERATURA.

CORRIENTE DE INRUSH POR MAGNETIZACION:

- + 12 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACION Y PEDESTAL.
- + 8 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO_ DE CARGA.
- + 8-25 VECES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBU CION EN BAJA TENSION.

CABLE

LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIPO DE INSTALA---
CION. LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL NATIONAL ELECTRIC CODE SIR-
VEN DE GUIA.

2.4.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.

LOS CODIGOS Y STANDARDS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUI--
POS DE PROTECCION.

MOTORES

PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL NEC. EN SU ARTICULO_
430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRE--
CARGAS PELIGROSAS MEDIANTE PROTECCION TERMICA INTERNA O EXTERNA. -
LA PROTECCION CONTRA CORRIENTES DE FALLA ES MEDIANTE INTERRUPTORES
O FUSIBLES.

- MOTORES:

UN H.P. ES APROXIMADAMENTE IGUAL A UN KVA PARA MOTORES DE INDUCCION Y F.P. DE 0.8. EN MOTORES SINCRONOS CON F.P. DE LA UNIDAD, UN H.P. ES IGUAL A 1.25 KVA.

FACTOR DE SERVICIO DE 1. POR LO TANTO NO HAY CAPACIDAD PARA SOBRECARGARLO.

CORRIENTE TRANSITORIA DE INRUSH IGUAL A 1.76 PARA M.T. Y 1.5 PARA MOTORES EN B.T., VECES LA CORRIENTE A ROTOR BLOQUEADO, CON UNA DURACION DE 0.1 SEGUNDOS.

CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO IGUAL A 6 VECES CORRIENTE A PLENA CARGA EN MOTORES DE INDUCCION. PARA MOTORES SINCRONOS CON CARGAS DE BAJA INERCIA, ESTE VALOR ES 6 VECES. CON CARGAS DE ALTA INERCIA, LA CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO SERA DE 9 VECES. EL TIEMPO DE DURACION ES DE 5 A 30 SEGUNDOS, DEPENDIENDO DE LA INERCIA DE LA CARGA.

PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO		
NO MENOR A 1.15	—————	125%
MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA		
NO MAYOR A 40°C	—————	125%
TODO EL RESTO DE MOTORES	———	115%

PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR	250%
DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTOR	700%
FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO	300%
FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO	175%

SI EL PROTECTOR CONTRA C.C. FORMA PARTE DE UNA COMBINACION - INTERRUPTOR-ARRANCADOR, SE PUEDE ELEVAR EL VALOR DE AJUSTE INSTANTANEO, PERO A NO MAS DE 1300%.

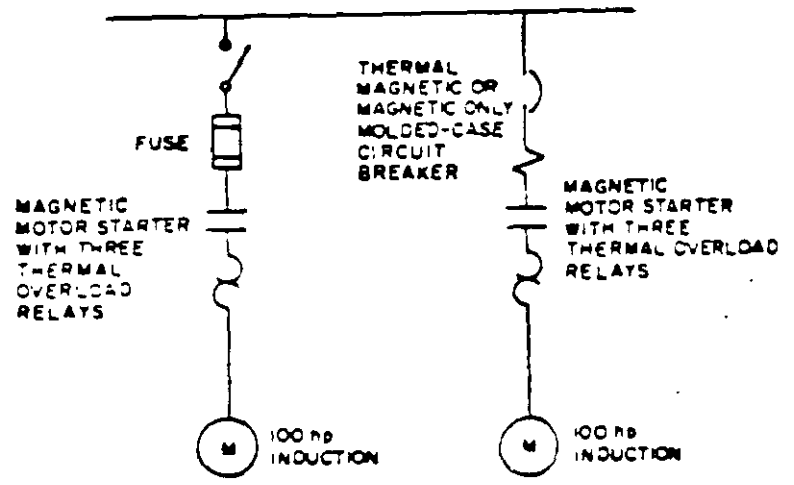


Fig 39 Motor Protection Allowable in the NEC

TIPO DE MOTOR	Por ciento de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo	Fusible con retardo doble Elemento	Interrup-tor dispa-ro Instánt.	Interrup-tor tiempo inverso
1 ϕ , todos los tipos sin letra de código. Todos los motores de C.A. 1 ϕ y poli-fásicos jaula de ardilla y síncronos a voltaje pleno o a tensión reducida con reactor o resistencias:	300	175	700	250
Sin letra de código	300	175	700	250
Letra de código F a V	300	175	700	250
Letra de código B a E	250	175	700	200
Letra de código A	150	150	700	150
Todos los motores de C.A. jaula de ardilla y síncronos con arranque por autotransformador:				
No más de 30 Amp. sin letra de código	250	175	700	200
Más de 30 Amp.				
Sin letra de código	200	175	700	200
Letra de código F a V	250	175	700	200
Letra de código B a E	200	175	700	200
Letra de código A	150	150	700	150
Jaula de ardilla alta reactancia				
No más de 30 Amp. sin letra de código	250	175	700	250
Más de 30 Amp. sin letra de código	200	175	700	200
Rotor devanado sin letra de código	150	150	700	150

* Sólo puede usarse una unidad de disparo instantáneo cuando sea ajustable y cuando se use en una combinación apropiada de arrancador e interruptor que tenga protección contra sobrecarga y cortocircuito intercalada en cada conductor activo, pudiendo incrementarse su ajuste más de 700% pero en ningún caso exceder el 1000% de la corriente a plena carga del motor.

PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO

NO MENOR A 1.15 ————— 125%

MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA

NO MAYOR A 40°C ————— 125%

TODO EL RESTO DE MOTORES ——— 115%

PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR 250%

DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTOR 700%

FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO 300%

FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO 175%

SI EL PROTECTOR CONTRA C.C. FORMA PARTE DE UNA COMBINACION - INTERRUPTOR-ARRANCADOR, SE PUEDE ELEVAR EL VALOR DE AJUSTE INSTANTANEO, PERO A NO MAS DE 1300%.

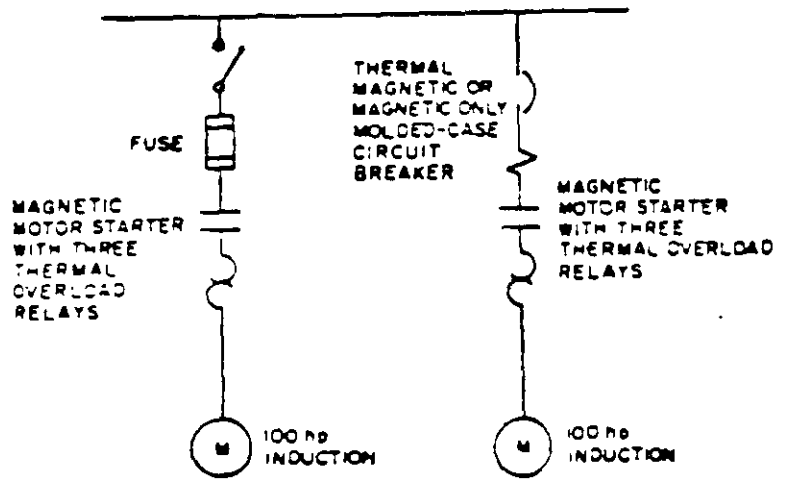
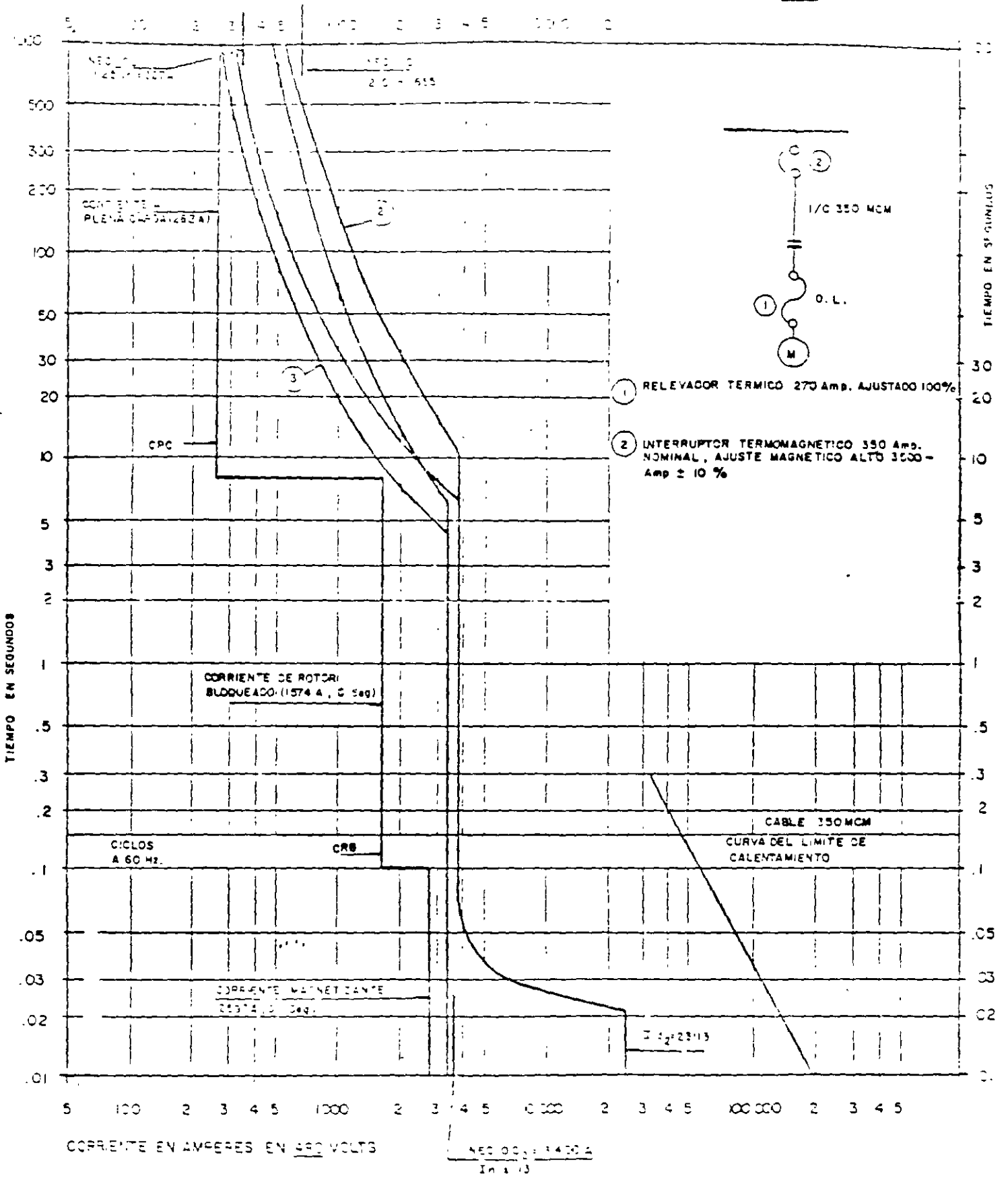


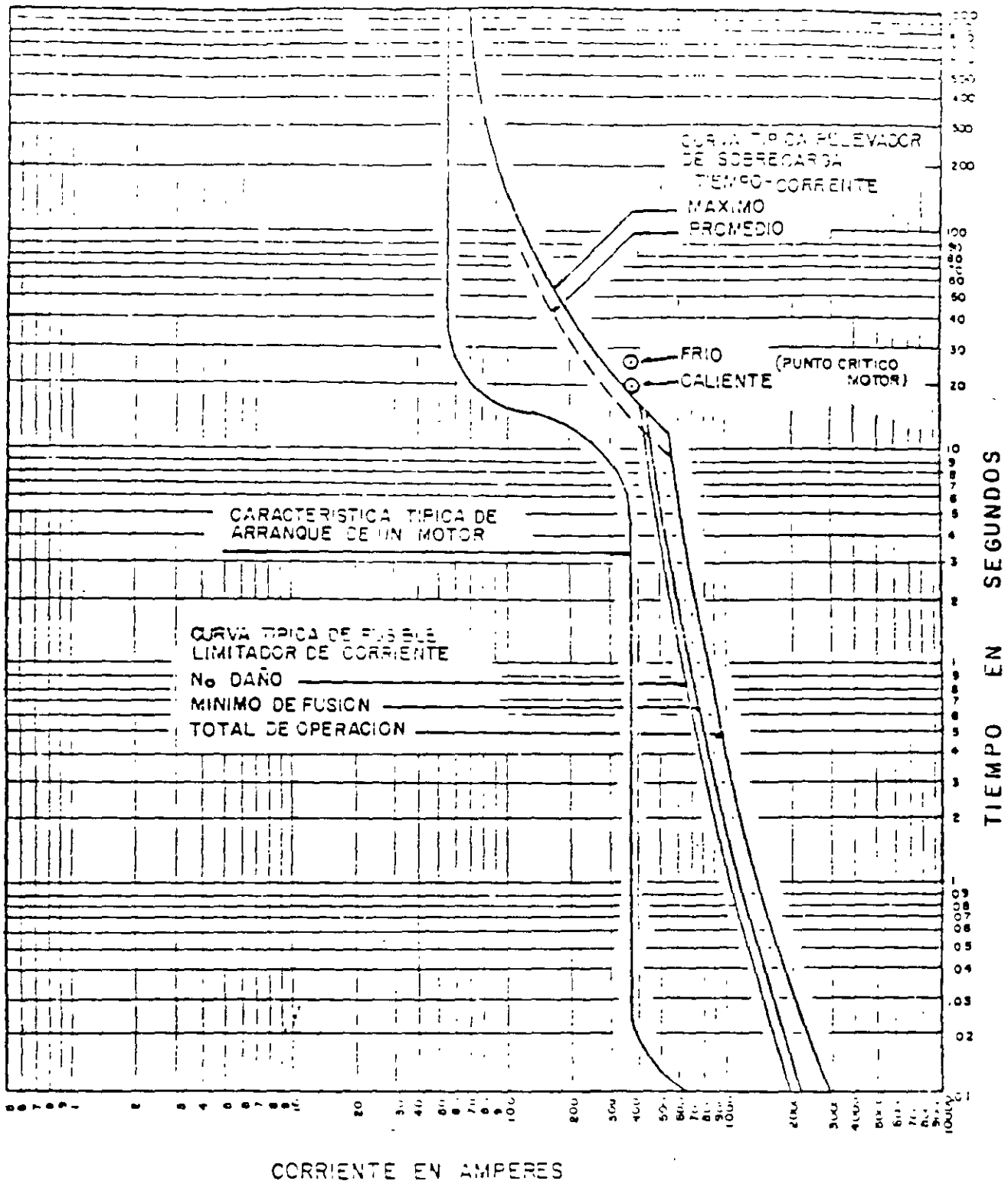
Fig 39

Motor Protection Requirements

CORRIENTE EN AMPERES EN 480 VOLTS



PROTECCION TIPICA PARA UN MOTOR EN BAJA TENSION DE 150 Kw



PROTECCION TIPICA CONTRA SOBRECARGA Y CORTO CIRCUITO PARA TENSION MEDIA

CABLES

EL N.E.C. REQUIERE QUE LOS CABLES SEAN PROTEGIDOS CONTRA SOBRECORRIENTES COMO SIGUE:

CABLE ALIMENTADOR, TENSION MENOR O IGUAL A 600 V., DENTRO DE SU AMPACIDAD (ARTICULO 240-3).

CABLE ALIMENTADOR ARRIBA DE 600 VOLTS. UN FUSIBLE SELECCIONADO PARA UNA CORRIENTE PERMANENTE QUE NO EXCEDA 3 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR, O UN INTERRUPTOR QUE TENGA UN AJUSTE DE DISPARO DE NO MAS DE 6 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (ARTICULO - 240-100).

(

CABLES.

LOS CABLES DEBERAN DE PROTEGERSE CONTRA LOS DAÑOS POR LA ELEVACION DE TEMPERATURA QUE SE PRESENTA DURANTE UN CORTO CIRCUITO, PROCURANDOSE LIMITAR ESTE DAÑO A UNA REDUCCION DE 1% EN LA VIDA UTIL DEL CABLE PARA CADA FALLA. LA ASOCIACION ESTADOUNIDENSE "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) RECOMIENDA UNA SERIE DE TEMPERATURAS MAXIMAS QUE SE DEBEN DE ALCANZAR DEPENDIENDO DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE. LA SIGUIENTE TABLA NOS PROPORCIONA UNA IDEA DE LOS LIMITES DE TEMPERATURA QUE PUEDEN SOPORTAR LOS DISTINTOS TIPOS DE CABLES.

DESIGNACION N.E.C.	MAXIMA TEMPERATURA CONTINUA (°C)	MAXIMA TEMPERATURA TRANSITORIA EN EL CONDUCTOR (°C)
XHHW, RHH, RHW (600V-5KV SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600V)	90	250
RHW (SOLO 600V) RHH	75	200
THW, THWN (600V) PVC POLIETILENO, THHN	75 90 75	150 150 150

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO — MILES DE AMPERES

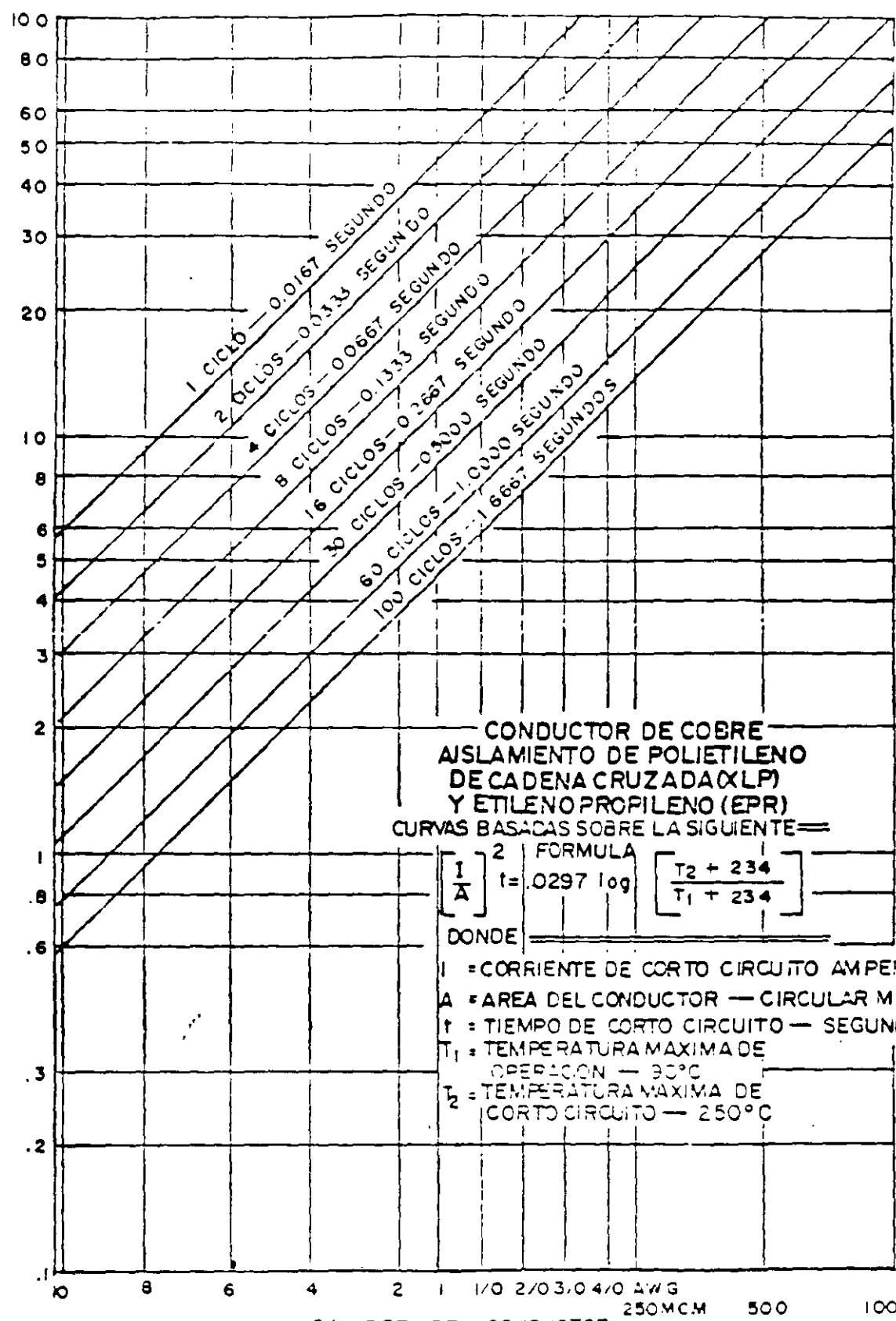


FIG. 2-5
CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA
CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE

3.4.3 NIVELES DE CORRIENTE MÁXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR -
LOS EQUIPOS.

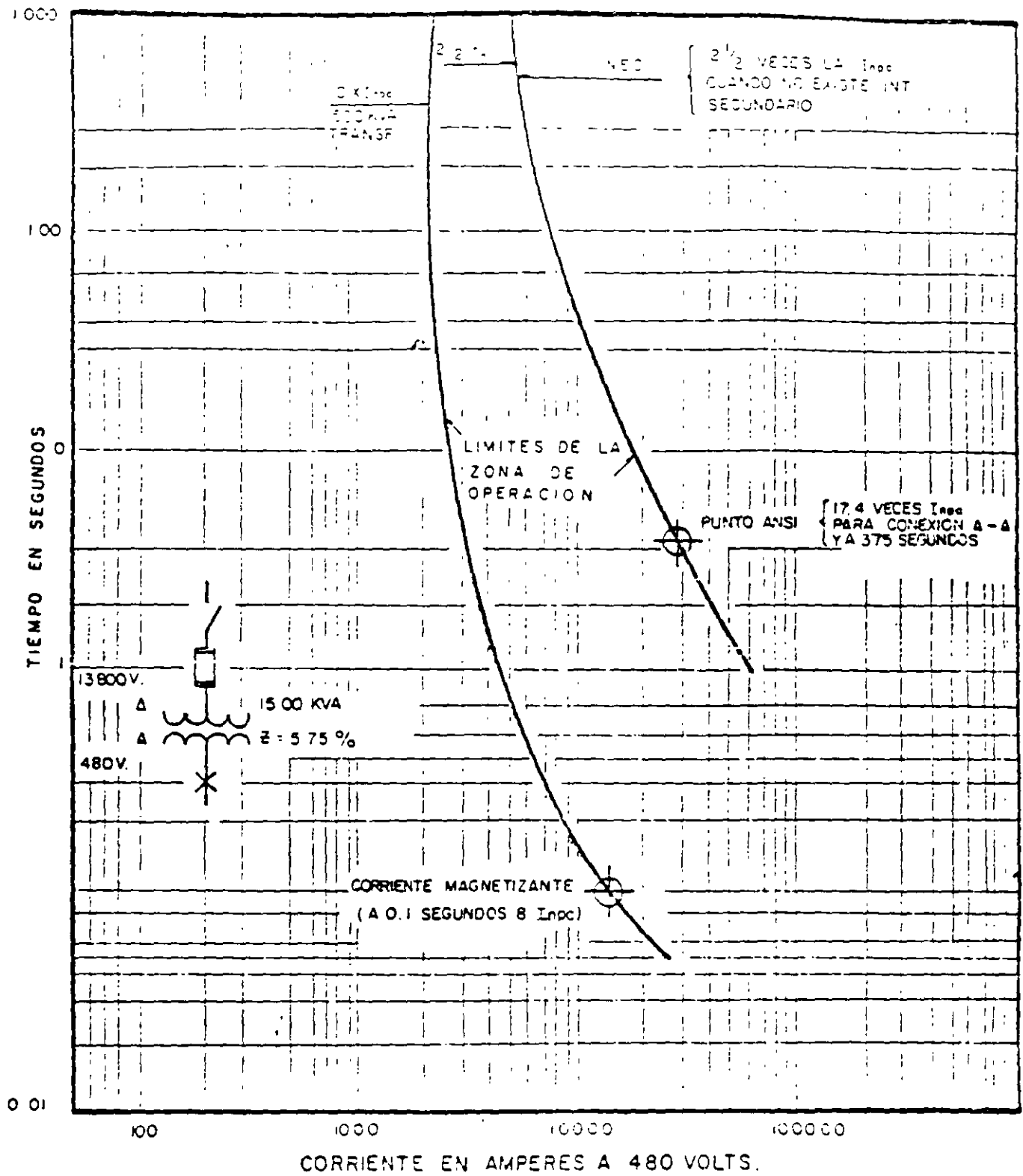
MOTORES. ES EL TIEMPO EN QUE UN MOTOR PUEDE PERMANECER -
CON EL ROTOR BLOQUEADO.

TRANSFORMADORES. SE DENOMINA COMO EL PUNTO ANSI (ANSI -
C57.12.00, 1973). ESTE PUNTO IDENTIFICA LOS REQUERIMIENTOS DE
DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN
DAÑO, LOS ESFUERZOS MECANICOS Y TERMICOS CAUSADOS POR LOS COR-
TOS CIRCUITOS. LA TABLA SIGUIENTE RESUME ESTOS VALORES.

TRANSFORMADORES

CAPACIDAD DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES DEPENDIENTE DEL TIPO DE ENFRIAMIENTO Y CLASE DE AISLAMIENTO.

TIPO	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA		
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR	
SECO	≤ 2500	AA	1.0	150°C	1.0	
		FA	1.3			
LIQUIDO TIPO CENTRO DE CARGA	≤ 2500	OA	1.0	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	< 500	FA	1.0	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	> 500 ≤ 2000	FA	1.15	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	> 2000 ≤ 2500	FA	1.25	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	LIQUIDO TIPO SUB-ESTACION PRIMARIA		OA	1.0	55°C	1.00
					55/65°C	1.12
FA			1.33	55°C	1.00	
				55/65°C	1.12	
FOA			1.67	55°C	1.0	
				55/60°C	1.12	



ZONA DE OPERACION PARA EL DISPOSITIVO DE OPERACION EN EL PRIMARIO DE UN TRANSFORMADOR CONEXION DELTA-DELTA SIN INTERRUPTOR PRINCIPAL EN EL LADO SECUNDARIO

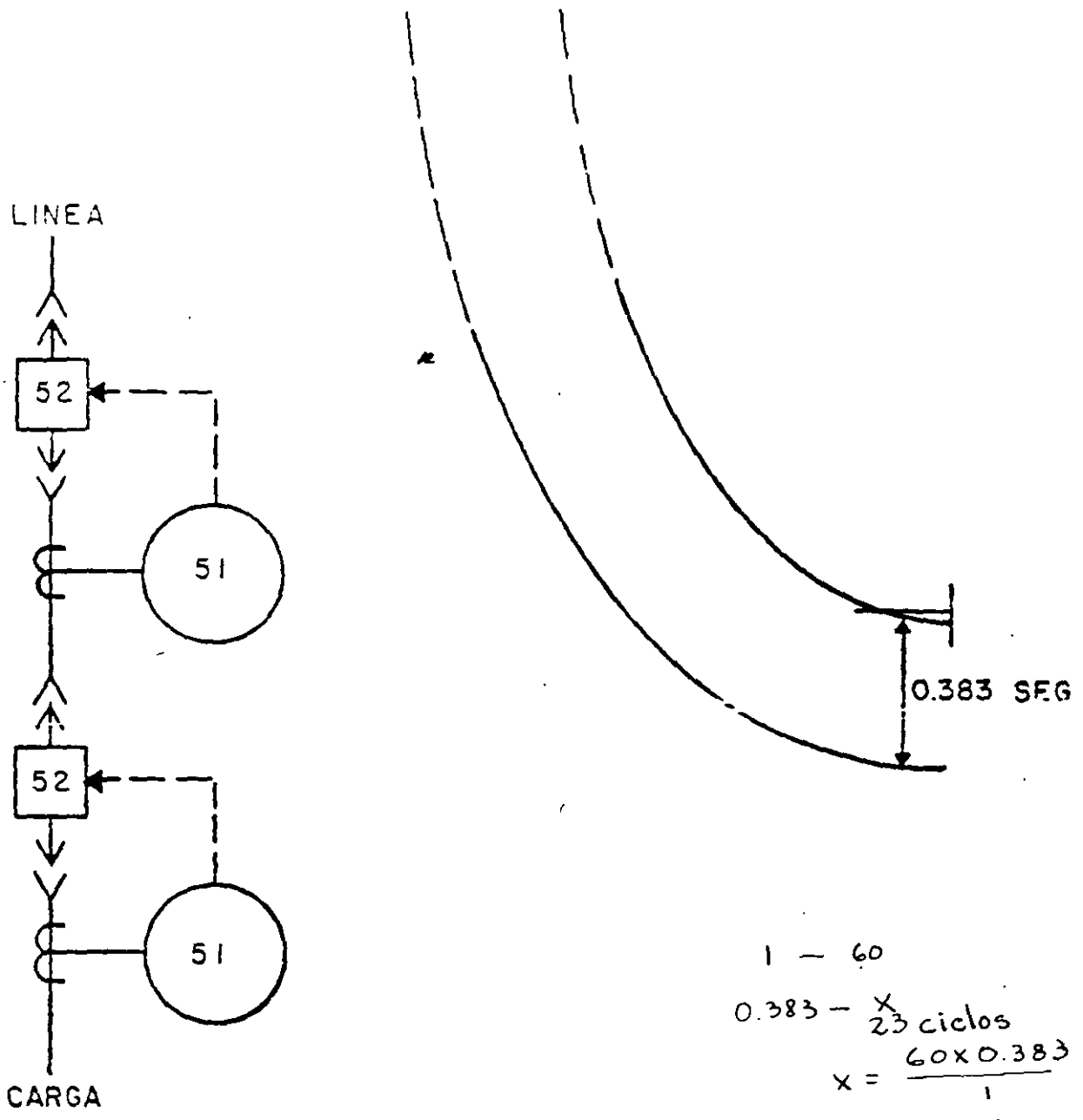


FIG. M2 (A)

RELEVADOR CON RELEVADOR

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
 0.20 S MARGEN DE SEGURIDAD

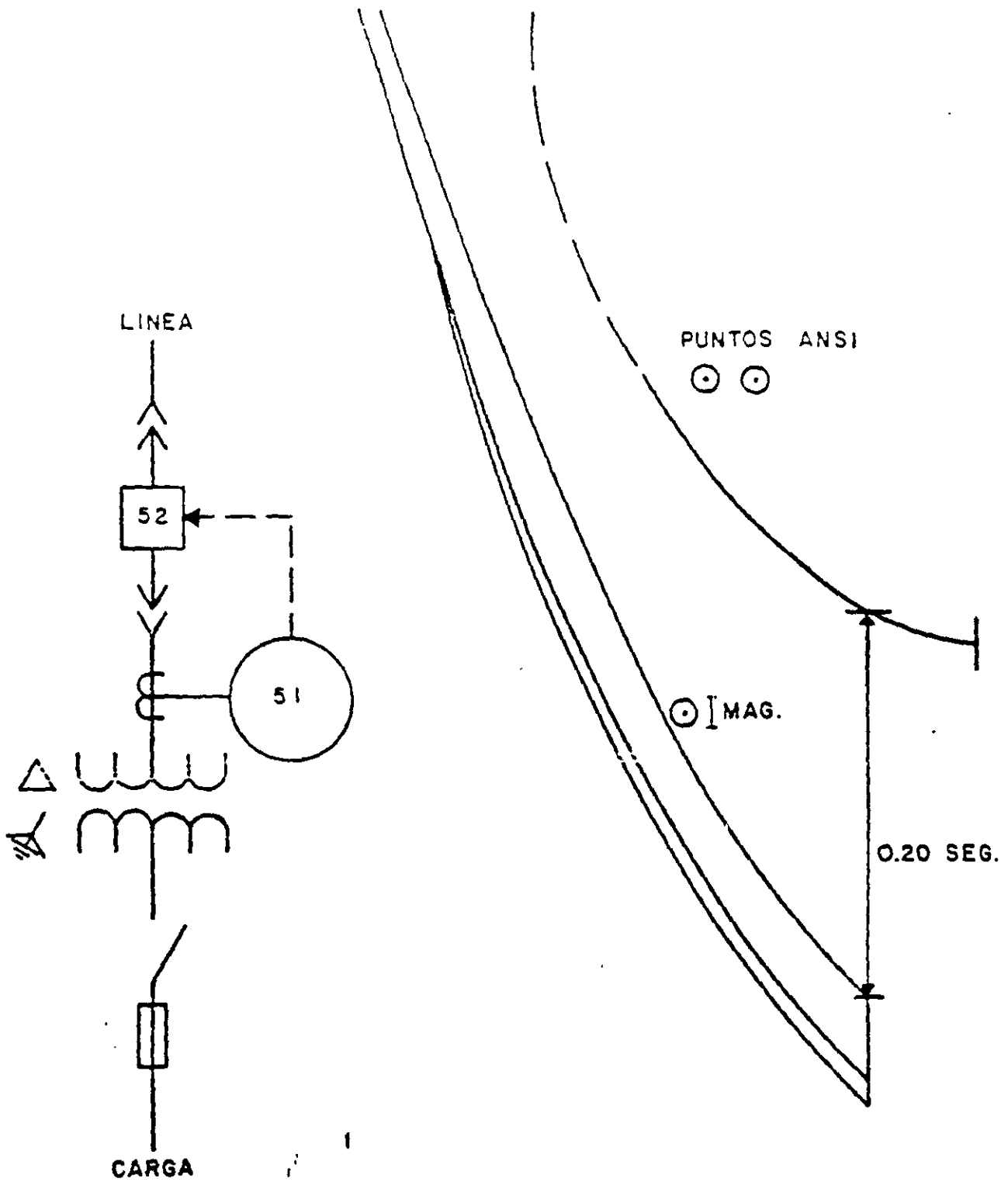


FIG. M2 (B)

FUSIBLE DE BAJO VOLTAJE CON RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:







0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION

IMPEDANCIA	LADO PRIMARIO			LADO SECUNDARIO		
	VOLTAGE	INTERRUPTOR	FUSIBLE	> 600V		≤ 600V
				INTERRUPTOR	FUSIBLE	
TODAS	> 600 V	≤ 3 X	≤ 2.5 X	No existe (Únicamente primaria)	No existe (Únicamente primaria)	No existe (Únicamente primaria)
≤ 5 %		≤ 6 X	≤ 3 X	≤ 3 X	≤ 2.5 X	≤ 2.5 X
> 6% < 10%		≤ 4 X	≤ 3 X	≤ 2.5 X	≤ 2.25 X	≤ 2.5 X
TODAS	≤ 600 V	≤ 1.25 X	≤ 1.25 X			No existe (Únicamente primaria)
		≤ 2.5 X	≤ 2.5 X			≤ 1.25 X
≤ 6%		≤ 6 X	≤ 6 X			ITP
> 6% < 10%		≤ 4 X	≤ 4 X			

ITP = PROTECCION TERMICA INTEGRAL. (PROPORCIONADA POR EL FABRICANTE.)

DETERMINACION DEL PUNTO ANSI

% IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR	CORRIENTE SIMETRICA EN CUALQUIER DEVAMADO		PERIODO DE TIEMPO EN SEGUNDOS
	    CONEXION	  CONEXION	
4 o menos	25 X In	14.5 X In	2.00
5	20 X In	11.6 X In	3.00
5.25	19 X In	11.0 X In	3.25
5.50	18.2 X In	10.5 X In	3.50
5.75	17.4 X In	10.1 X In	3.75
6.00	16.6 X In	9.6 X In	4.00
6.50	15.4 X In	8.9 X In	4.50
7.00	14.3 X In	8.3 X In	5.00
8.00	12.5 X In	7.3 X In	5.00

Para conexión Δ/Y el valor de la corriente ANSI

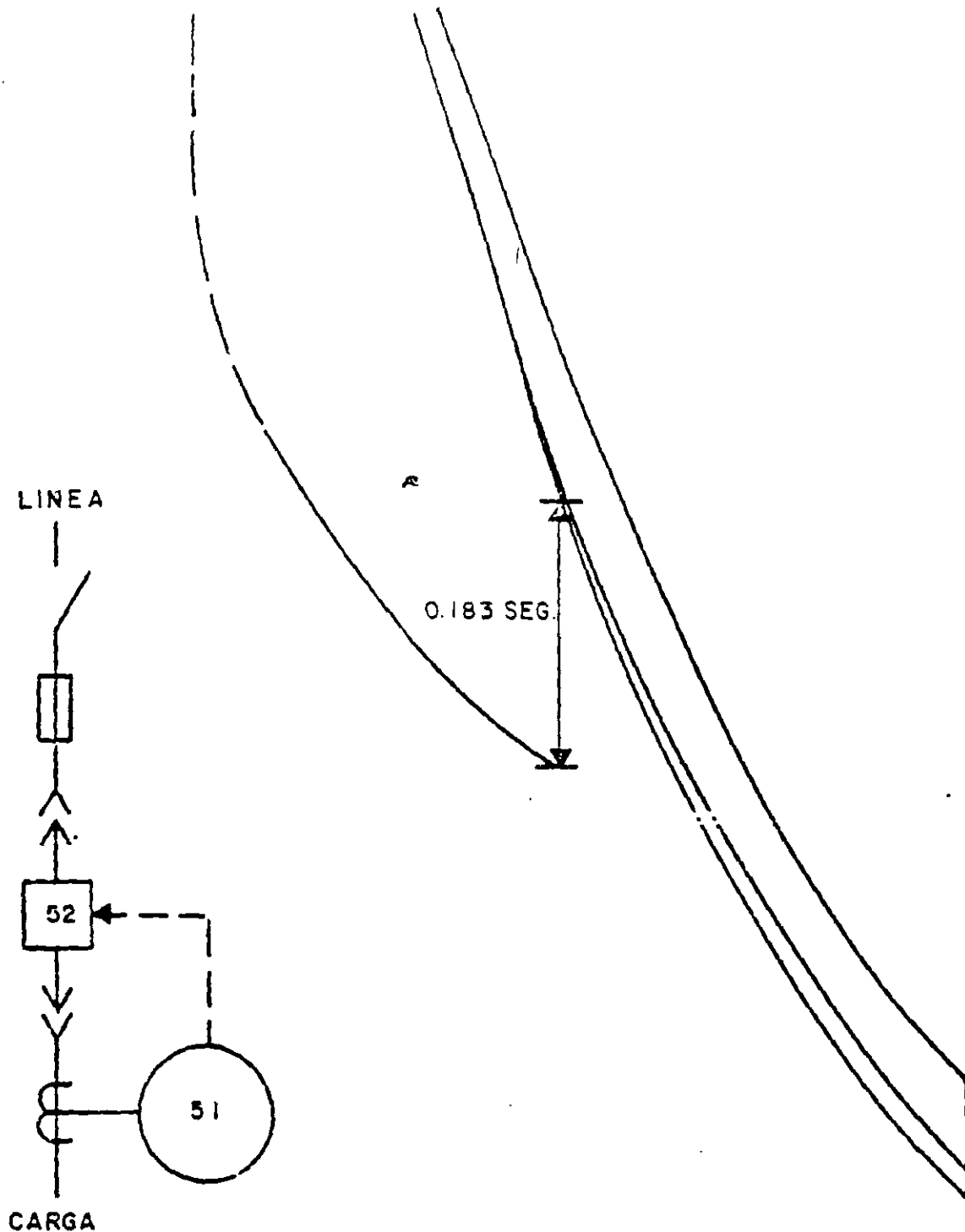


FIG. M 2 (C)

FUSIBLE CON RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

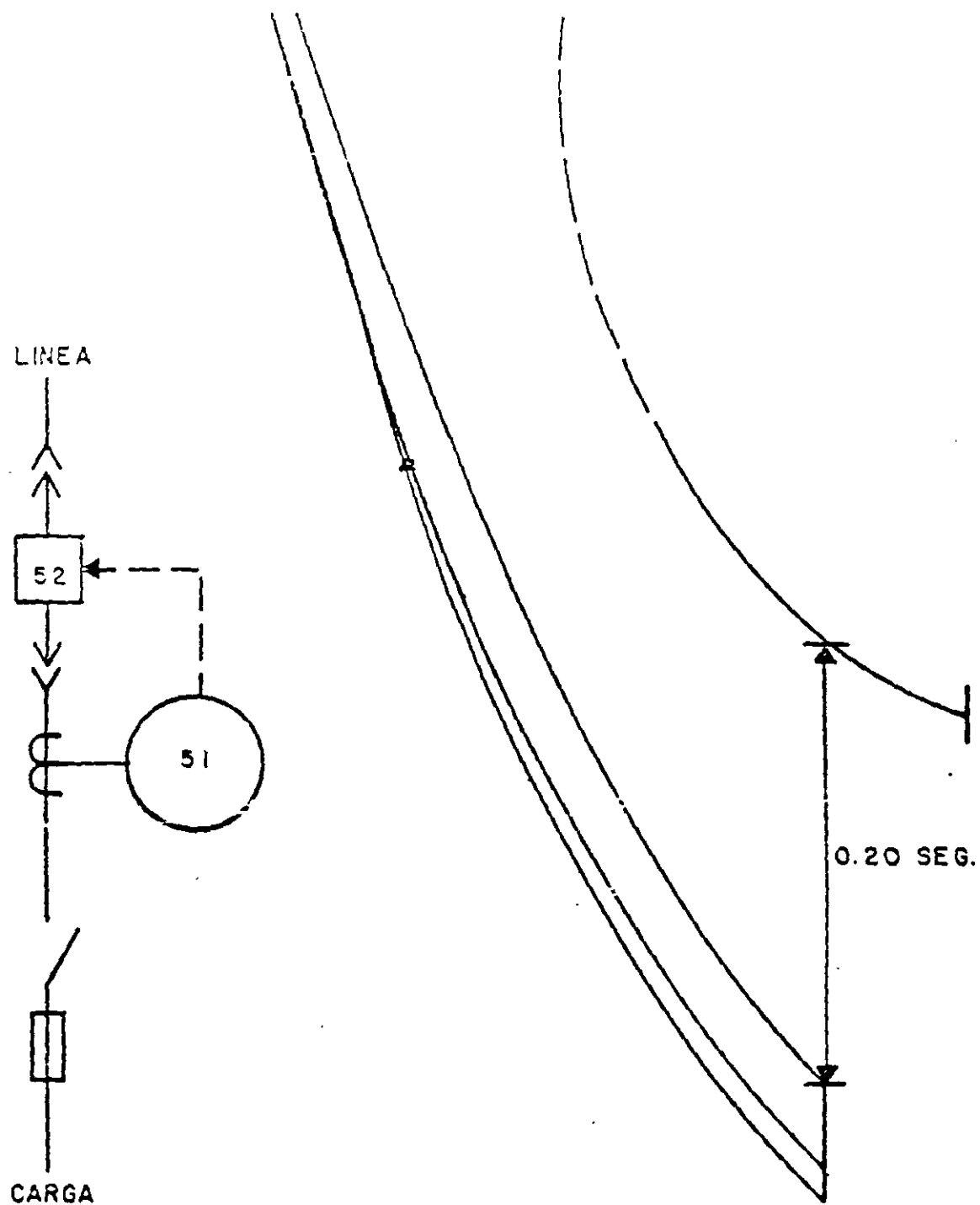


FIG. M2 (D)

RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO CON FUSIBLE

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

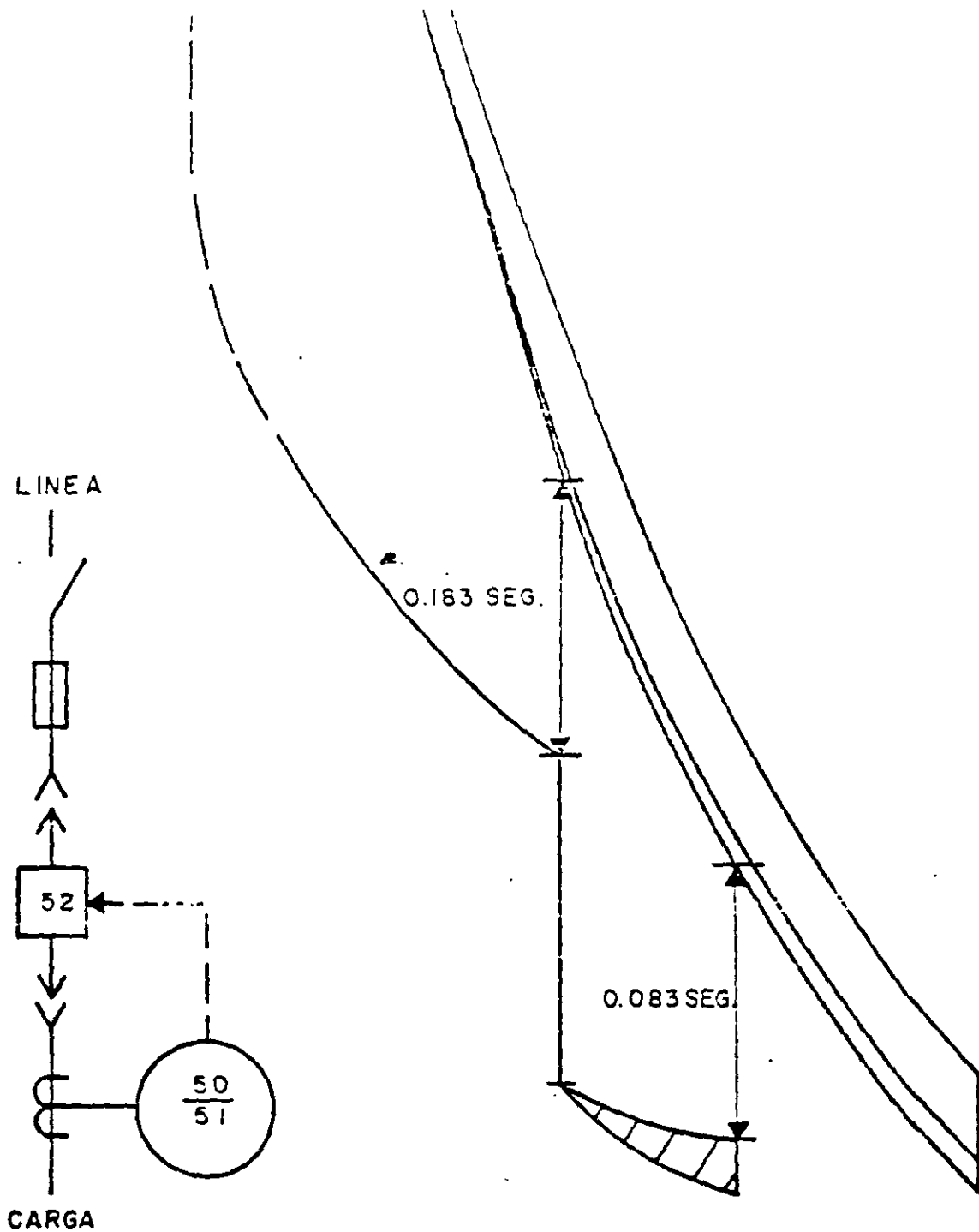


FIG. M2 (E)

FUSIBLE Y RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO CON UNIDAD INSTANTANEA

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 0.010 S MARGEN DE SEGURIDAD

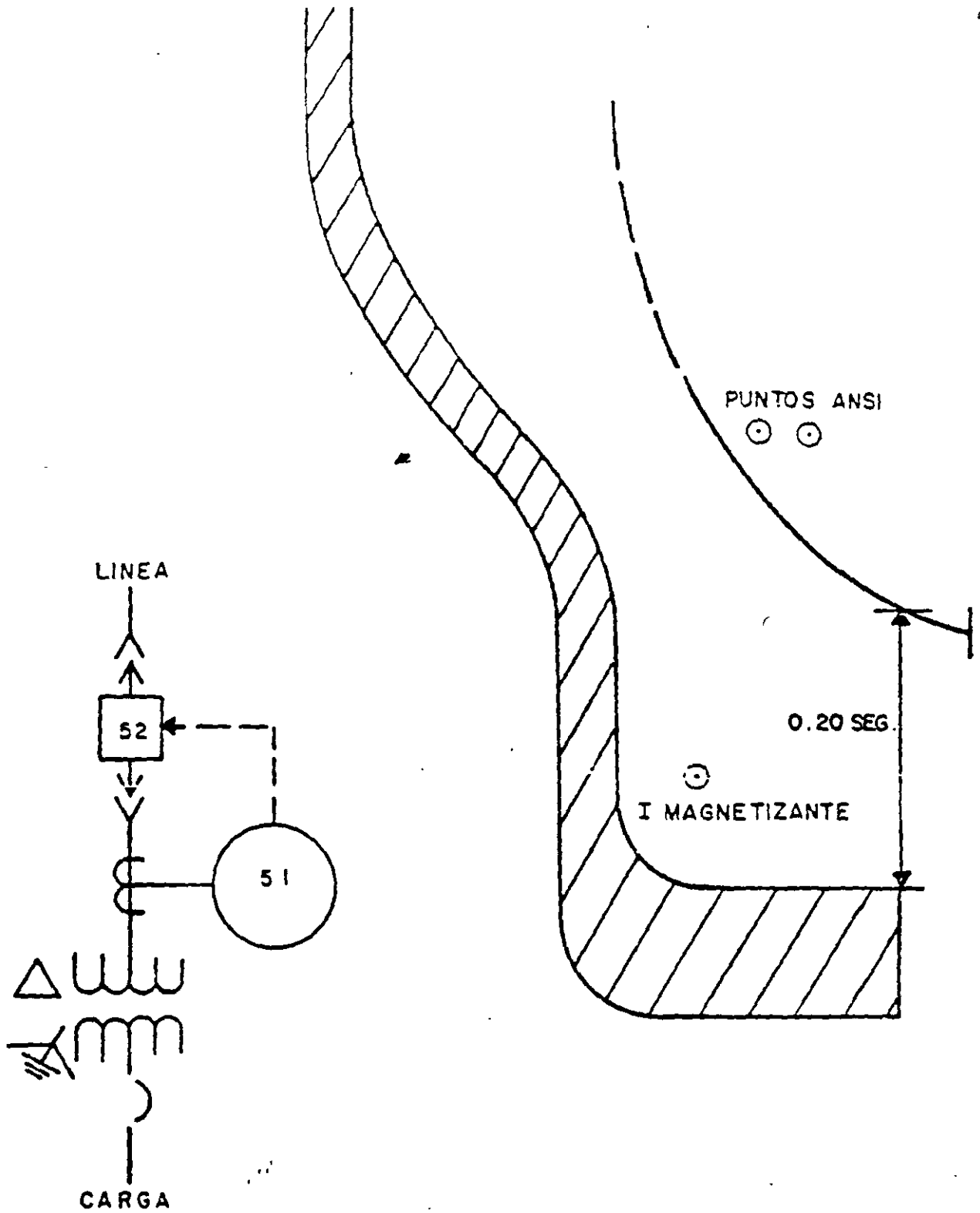


FIG. M2 (F)

RELEVADOR CON INTERRUPTOR DE BAJO VOLTAJE
(TERMOMAGNETICO)

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

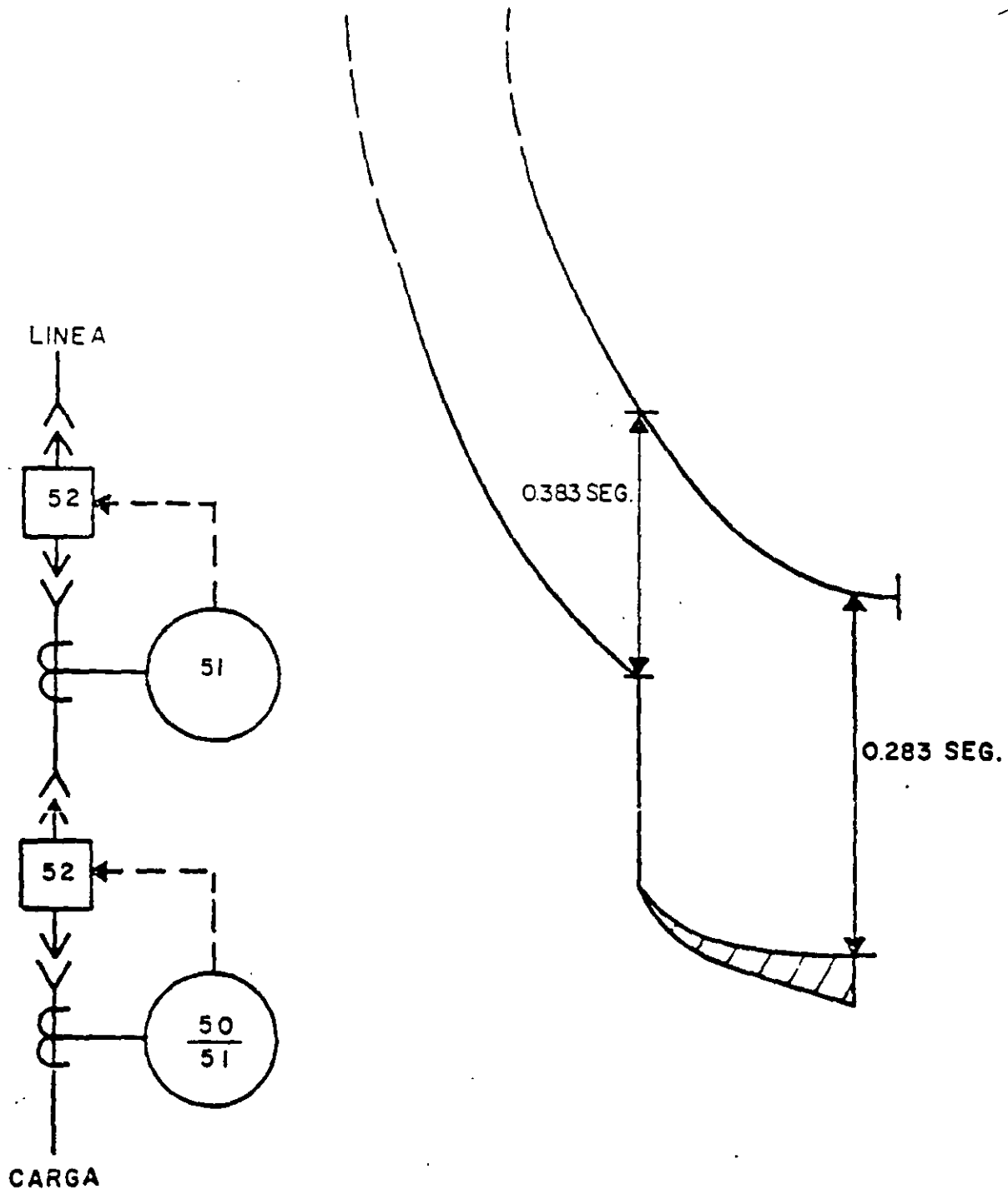


FIG. M 2 (G)

RELEVADOR CON RELEVADOR CON UNIDAD INSTANTANEA

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)

0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION

0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD (0.20 S PARA RELEVADOR A RELEVADOR)

EJEMPLO DE COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE.

SELECCION DE RUTAS A COORDINAR.

Ayudados en el diagrama unifilar, a las condiciones de operación y a las cargas del sistema, se seleccionan tres rutas de coordinación, cada una de las cuales se estudia por separado, para después integrarlas y alcanzar la coordinación de todo el sistema.

RUTA DE COORDINACION No. 1.

Se tiene un circuito alimentador para un motor, cuyas características son:

Potencia: 6800 HP
Tensión: 13800 V
Corriente normal: 259A
Corriente de arranque: 1554
Tiempo de arranque: 10 seg.

El dispositivo de protección del motor es un relevador 49/50, -- marca SIEMENS, tipo 3UC3, y un transformador de corriente con relación 400/5 A.

a) Ajuste de la unidad de sobrecarga.

Según la curva dada por el fabricante se requiere determinar el "Valor de alcance" del disparador bimetalico considerando para éste una corriente nominal de 6A. Por lo tanto, para -- una sobrecarga del 25%:

$$I = 1.25 \frac{I_n}{\frac{3}{400}} = 4.046 \text{ A. Esto equivale a un valor}$$

$$\text{de alcance de: } \frac{4.046}{6} = 0.674. \text{ (El botón de alcance --}$$

adecuado es de 0.65).

CAPACITORES DE POTENCIA.

INDICE

Iny. Ricardo A. Espinosa y Patiño

- INTRODUCCIÓN 9
- I. FUNDAMENTOS SOBRE LA COMPENSACIÓN DE CORRIENTES REACTIVAS. 11
 - A. Corrientes activas y corrientes reactivas.
 - B. Factor de potencia.
 - C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores.
 - D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores.
 - E. Reducción de pérdidas por efecto Joule.
 - F. Regulación del voltaje.
 - G. Resumen.
- II. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN Y VENTAJAS DEL USO DE CAPACITORES. 19
 - A. Motores síncronos.
 - B. Condensadores síncronos.
 - C. Capacitores de potencia.
- III. CÓMO DETERMINAR EL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL. 21
 - A. A través del consumo global de energía.
 - B. Con un indicador de factor de potencia.
 - C. Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva.
 - D. Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva.
 - E. Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro.
 - F. Método de los dos vatímetros.
- IV. CÁLCULO DE LA POTENCIA REACTIVA REQUERIDA EN CAPACITORES PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA. 23
 - A. Corrección del factor de potencia medio.
 - B. Corrección del factor de potencia a plena carga.
 - C. Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectable.
- V. CONSIDERACIONES IMPORTANTES AL INSTALAR UN BANCO DE CAPACITORES. 27
 - A. Ventilación.
 - B. Frecuencia y voltaje de operación.
 - C. Corriente nominal de operación.
 - D. Perturbaciones producidas por corrientes armónicas.
 - E. Condiciones anormales de operación.
 - F. Pruebas de campo.
 - G. Mantenimiento.

- VI. DECISIÓN DE INSTALAR LOS CAPACITORES EN ALTA O EN BAJA TENSIÓN. **31**
- A. Factor económico.
 - B. Factores técnicos.
- VII. INSTALACIÓN DE CAPACITORES EN BAJA TENSIÓN. **33**
- A. Alambrado.
 - B. Puesta a tierra del bastidor.
 - C. Compensación individual.
 - D. Compensación en grupo.
 - E. Compensación mixta.
 - F. Compensación de motores de inducción.
 - G. Compensación de transformadores.
- VIII. INSTALACIÓN DE CAPACITORES EN ALTA TENSIÓN. **41**
- A. Alambrado.
 - B. Aislamiento del bastidor.
 - C. Bancos fijos y desconectables.
 - D. Resonancia con los transformadores.
- IX. CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN. **47**
- A. Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables.
 - B. Consideraciones importantes al elegir el equipo de conexión y desconexión.
 - C. Equipo de conexión y desconexión en baja tensión.
 - D. Equipo de conexión y desconexión en alta tensión.
 - E. Energización de un banco aislado.
 - F. Energización de bancos en paralelo.
 - G. Desenergización de un banco de capacitores.
 - H. Energización de capacitores a bajas temperaturas ambiente.
- X. PROTECCIÓN. **55**
- A. Por qué proteger los capacitores.
 - B. La protección por medio de fusibles. Sus objetivos.
 - C. Protección con fusibles individuales.
 - D. Protección en grupo.
 - E. Protección con relevadores.
 - F. Protección con interruptores.
 - G. Pararrayos.
- XI. CONTROL. **67**
- A. Elementos básicos de un control automático.
 - B. Controles de voltaje.
 - C. Controles de corriente.
 - D. Controles de voltaje compensado con corriente.
 - E. Controles de kilovares.
 - F. Controles de tiempo.
 - G. Controles de temperatura.
 - H. Controles de pasos múltiples.
- BIBLIOGRAFÍA. **69**

Introducción

El capacitor eléctrico o condensador, fue descubierto en el año 1745 por von Kleist, en Camin in Pommern y poco después e independientemente, por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden. En su primera versión, consistió en un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como "almacenador" o "condensador" de cargas eléctricas.

En 1746, Wilson enunció la Ley de que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante interpuesto entre las laminillas metálicas y más tarde, en el año 1830 aproximadamente, Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía también del medio aislante empleado, mostrando que la "capacidad de almacenamiento específica" de sustancias tales como el azufre, la laca y el vidrio, era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concepto de "dieléctrico" y determinó las primeras constantes dieléctricas conocidas.

Sin embargo, no fue sino hasta principios del siglo veinte cuando empezó a fabricarse el capacitor en una forma industrial. De un primer período de demanda insignificante, el capacitor pasó rápidamente a representar un instrumento indispensable en la explosión tecnológica característica de nuestro siglo. Se utilizó inicialmente como supresor de la chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción y pronto se multiplicaron sus aplicaciones, especialmente hacia la técnica de los sistemas de comunicación.

El desarrollo acelerado de la telegrafía sin hilos y la radiodifusión, dio el impulso definitivo a la técnica del capacitor. Desde un principio se utilizaron dieléctricos de papel impregnado en laca, cera de abejas y parafina y poco más tarde, papel impregnado en aceite mineral, naftaleno, petróleo, aceite de siliconas y polibutano. Según las aplicaciones específicas, también se han venido utilizando dieléctricos de vidrio, cerámica, mica, óxidos de aluminio o tántalo, electrolitos (ácido bórico, ácido fosfórico . . . , etc.), plástico laminado e incluso aire: siempre en un esfuerzo constante de obtener un dieléctrico con las mejores características para cada aplicación concreta.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor ha sido la de corregir el factor de potencia en líneas de transmisión y distribución y en instalaciones industriales, aumentando de esta forma la capacidad de

transmitir energía de las líneas, la energía activa disponible en los generadores eléctricos, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, la regulación del voltaje en los puntos de consumo y en general, la eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Todo esto, a un costo considerablemente más bajo que el que supondría la inversión en nuevas líneas de transmisión y distribución y equipo o maquinaria necesarios para producir el mismo efecto de regulación de voltaje o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines, es el llamado capacitor de potencia.

El uso del capacitor de potencia se inició en el año 1914, aproximadamente. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932, la introducción de los askareles (hidrocarburos aromáticos clorados) como impregnantes, produjo una verdadera revolución en la técnica de los capacitores de potencia: Bajaron bruscamente los tamaños, pesos y costos de las unidades, lográndose además un gran avance en la seguridad de su uso, debido al hecho de ser incombustible el nuevo impregnante.

En el año 1937, se produjo otro avance considerable al aparecer el capacitor de potencia para uso en intemperie. Desde entonces, el uso de capacitores de potencia se ha venido incrementando año tras año, de una forma extraordinaria.

La calidad de las materias primas ha venido experimentando constantes mejoras, que han ido haciendo posible el logro de unidades cada vez más estables, más seguras y de una vida media más duradera.

Al uso de celulosa más pura y laminada con mayor precisión se ha venido agregando el uso de sustancias purificadoras y estabilizadoras: Óxidos de aluminio, ciertas resinas . . . etc., que junto con una mejor purificación del impregnante, han venido incrementando paulatinamente la calidad de los dieléctricos.

Últimamente, la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión, ha marcado un nuevo paso adelante en la tecnología del capacitor de potencia. El nuevo sistema dieléctrico, a base de papel-plástico-askarel, ha hecho posible la aparición de unidades significativamente más compactas, más resistentes a las descargas parciales, de mayor vida media y pérdidas dieléctricas considerablemente más bajas.

I. Fundamentos sobre la compensación de corrientes reactivas

A. Corrientes activas y corrientes reactivas

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas: Cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfasadas 90° con respecto al voltaje aplicado y por consiguiente, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto periodo de tiempo (un cuarto de ciclo) y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas tales como las ocasionadas por lámparas de incandescencia y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula, especialmente a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz.); son cargas eminentemente resistivas y por consiguiente, las corrientes que toman son prácticamente corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancia ... etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva, comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos

de los equipos mencionados anteriormente, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores.

En el caso particular de las instalaciones industriales, la corriente reactiva total, necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de una planta, suele ser de carácter inductivo; es decir, esta corriente se encuentra defasada 90° en atraso con respecto al voltaje. En la figura 1 se representa, de una forma esquemática, la alimentación de energía eléctrica de una planta industrial, a partir de un generador G y una línea de transmisión que empieza y acaba en unos transformadores de potencia. La carga total de la planta se ha descompuesto en su parte resistiva R y su parte reactiva, de tipo inductivo X_L .

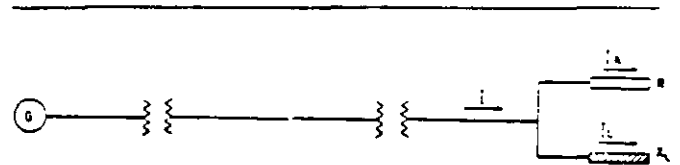


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial

En dicha figura, I_A representa la corriente activa, I_L la corriente reactiva, de tipo inductivo e I (definida sin subíndice) la corriente total consumida por la planta. En la figura 2 se representan estas magnitudes, junto con el voltaje, tanto en forma vectorial como en forma de ondas sinusoidales.

B. Factor de potencia

Al coseno del ángulo ϕ , que forma la corriente activa I_A con la corriente total resultante I , se le llama factor de potencia, debido a que representa la relación existente entre la potencia real consumida $I_A V = W$, o potencia activa y la potencia aparente $I V = W_0$, que llega a la planta. Es decir:

$$W = W_0 \cos \phi$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien el factor cos ϕ , quedando medido el factor de potencia en tanto por ciento: Porcentaje de potencia real consumida, con relación a la potencia aparente.

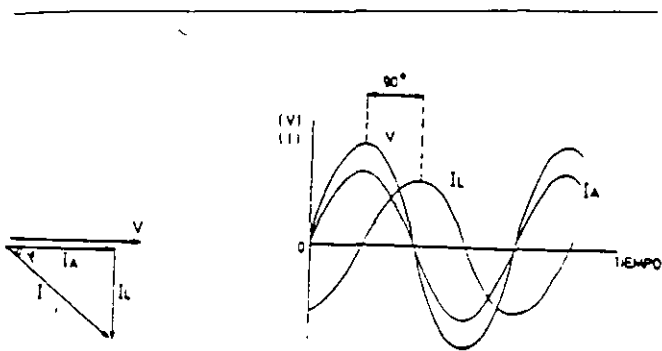


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

En la figura 2 puede verse claramente que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L , mayor será el ángulo ϕ y por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Es decir, que un bajo factor de potencia en una instalación industrial, implica un consumo alto de corrientes reactivas y por tanto, un riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución. Bajo el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos ya existentes.

Existe además otro factor económico muy importante: Es la penalidad pagada mensualmente a las compañías eléctricas por causa de un bajo factor de potencia.

C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores

Una forma sencilla y económica de resolver estos inconvenientes y de obtener un ahorro considerable, en la mayoría de los casos, es el instalar capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión.

Los capacitores de potencia conectados en paralelo a un equipo especial o a la carga que supone una instalación industrial completa, representan una carga reactiva de carácter capacitivo, que toma corrientes defasadas 90° , en adelante, respecto al voltaje. Estas corrientes, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que consume la instalación eléctrica en cuestión.

La figura 3 muestra la misma planta industrial representada en la figura 1, pero con un banco de capacitores de potencia, de reactancia X_C , instalado en paralelo con la carga global de la planta.

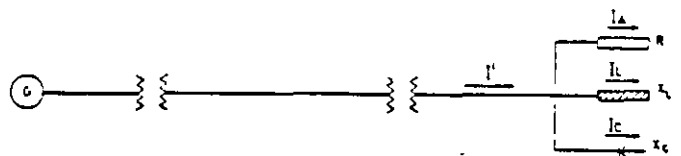


FIG. 3. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia instalados en la misma

En la figura 4 vuelve a representarse el voltaje y las corrientes en su forma vectorial y sinusoidal, mostrándose la corriente reactiva capacitiva I_C , la nueva corriente reactiva resultante I'_L , que en la figura sigue siendo de tipo inductivo y la nueva corriente total I' , resultante en la línea de alimentación. Puede verse como I_L y por tanto, también I , se han reducido considerablemente.

Físicamente no se ha anulado la corriente capacitiva I_C , ni tampoco la parte equivalente $I_L - I'_L$ de corriente inductiva. Lo que ocurre es que ahora, la corriente $I_L - I'_L = I_C$ fluye del banco de capacitores, en lugar de provenir de la línea; es decir, existe un flujo local de corriente entre los capacitores y la carga X_L .

De la figura 4 se desprende que variando la carga capacitiva instalada X_C (o lo que es lo mismo, la potencia del banco de capacitores), el ángulo ϕ , convertido en ϕ' , puede reducirse tanto como se quiera y por consi-

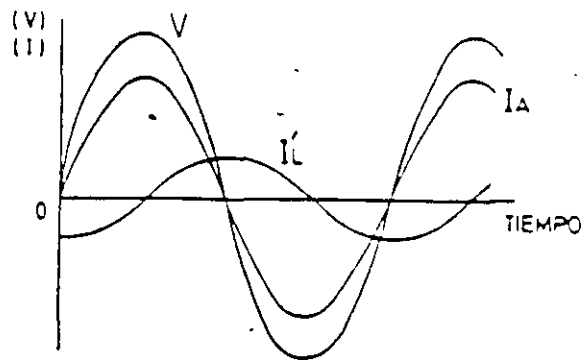
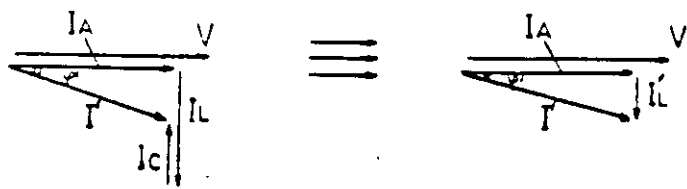


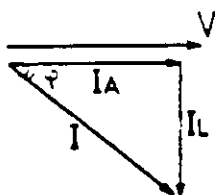
FIG. 4. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia

guiente, el factor de potencia puede aproximarse al valor de 100%, tanto como sea conveniente.

En la práctica, cuando se resuelven casos de bajo factor de potencia, suele operarse con consumos de potencia mas bien que de corrientes. El producto del voltaje de operación, medido en kilovolts, por las corrientes I_A e I , medidas en amperes, determina la potencia consumida en kilowatts y en KVA, respectivamente (incluyendo el factor $\sqrt{3}$, cuando se trata de corrientes

En la figura 6, puede verse cómo añadiendo potencia reactiva de tipo capacitivo (KVAR)_c, proporcionada por un banco de capacitores de potencia conectado en paralelo, el factor de potencia puede acercarse al valor de 100%, tanto como se quiera.

Conociendo la potencia activa KW (medida en kilowatts) que se consume en una instalación industrial y el $\cos \phi_1$ (factor de potencia) a que se opera, es fácil determinar la potencia en KVAR, del banco de capa-



$$I_A \times (\sqrt{3} \times KV) = KW$$

$$I \times (\sqrt{3} \times KV) = KVA$$

$$I_L \times (\sqrt{3} \times KV) = KVAR$$

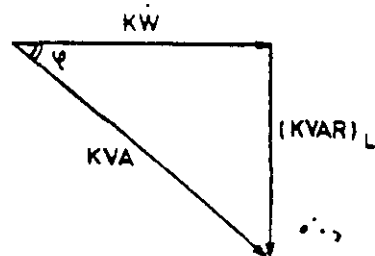
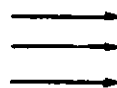


FIG. 5 Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas

trifásicas). Por definición, el producto del voltaje de operación, en kilovolts, por la corriente reactiva, en amperes, determina la llamada potencia reactiva, medida en KVAR.

En la figura 5 se muestra el paso del triángulo de corrientes al conocido triángulo de potencias, más usado en la práctica. Ambos triángulos son semejantes, puesto que el segundo se obtiene de multiplicar por un mismo número las magnitudes que forman los tres lados del primero. El subíndice L que aparece en la magnitud KVAR, indica que se trata de una potencia reactiva de tipo inductivo.

citores que es necesario instalar para aumentar el factor de potencia a un nuevo valor $\cos \phi_2$, deseado.

En efecto, de la figura 7 se deduce la relación:

$$KVAR = KW (tg \phi_1 - tg \phi_2) \quad [1]$$

Los valores de $tg \phi_1$ y $tg \phi_2$, se determinan a partir de los valores de $\cos \phi_1$ y $\cos \phi_2$ respectivamente, por medio de unas tablas trigonométricas o por medio de la expresión:

$$tg \phi = \frac{1}{\cos \phi} - \dots$$

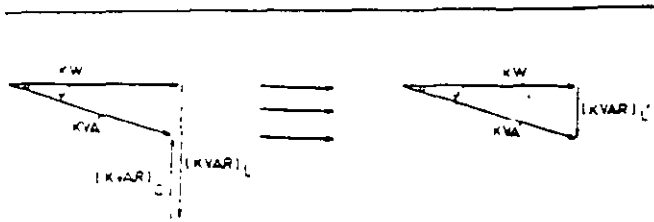


FIG. 6 Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores de potencia

Cuando en lugar de conocerse el consumo medio KW, en kilowatts, se conoce la energía consumida durante un mes KWhr, en kilowatts-hora (este es el caso más frecuente), puede calcularse la magnitud KW dividiendo los KWhr por las horas trabajadas durante el mes.

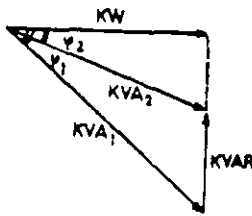


FIG. 7. Método práctico para corregir el factor de potencia

D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores

Cuando el banco, o los bancos de capacitores de potencia, se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento en capacidad de carga que se ha obtenido al pasarse de un factor de potencia $\cos \varphi_1$, a un nuevo valor $\cos \varphi_2$. Si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en kilovolts-amperes, el aumento en potencia activa disponible puede calcularse según la expresión:

$$KW_2 - KW_1 = KVA (\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) \quad [2]$$

En caso de contar con un transformador de potencia de 500 KVA y operar a un factor $\cos \varphi_1 = 0.70$ (70%), disponemos de una potencia activa de $500 \times 0.70 = 350$ kilowatts. Mejorando el factor de poten-

cia a un valor de $\cos \varphi_2 = 0.85$ (85%), obtendríamos un aumento en capacidad de carga de:

$$KW_2 - KW_1 = 500 (0.85 - 0.70) = 75 \text{ kilowatts.}$$

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

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

$$\Delta KW = 100 \left(\frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1} - 1 \right) \% \quad [3]$$

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

Supongamos que ΔKVA es el valor de la sobrecarga (diferencia entre el consumo actual de potencia aparente y la capacidad nominal de los transformadores de potencia), KVA es la capacidad nominal de los transformadores y KW representa el consumo actual (necesario) de potencia activa; con estos datos podemos calcular el factor de potencia actual

$$\cos \varphi_1 = \frac{KW}{KVA + \Delta KVA}$$

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

$$\cos \varphi_2 = \frac{KW}{KVA}$$

Conocidos $\cos \varphi_1$, y $\cos \varphi_2$, podemos calcular, por medio de la expresión [1], la potencia reactiva, en KVAR, que es necesario instalar.

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

E. Reducción de pérdidas por efecto Joule

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

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

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

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

$$P = R I^2$$

Vamos a llamar P_1 a las pérdidas correspondientes al factor de potencia $\cos \varphi_1$ y P_2 a las pérdidas correspondientes al nuevo factor $\cos \varphi_2$, obtenido al instalar capacitores de potencia junto a las cargas que consumen potencia reactiva. Suponiendo que tanto la demanda de potencia activa, como el voltaje, no cambian apreciablemente después de haberse instalado los capacitores, tendremos:

$$KW = \sqrt{3} (KV) I_1 \cos \varphi_1 = \sqrt{3} (KV) I_2 \cos \varphi_2$$

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

Llamando

$$-\Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$$

Obtenemos finalmente

$$-\Delta P = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] \% \quad [4]$$

Expresión que nos da la disminución de pérdidas por efecto Joule, en tanto por ciento, obtenidas al mejorar el factor de potencia de un valor $\cos \varphi_1$, al nuevo valor $\cos \varphi_2$.

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

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

Por razones económicas, es conveniente que en éstas, se mantenga constante la relación $\frac{P}{KW}$, independientemente de la potencia activa transportada.

Según la expresión

$$\frac{P}{KW} = \frac{R}{3(KV)^2} \frac{KW}{\cos^2 \varphi}$$

(R: resistencia óhmica de la línea)

vemos que para que esto sea posible, es necesario que la relación $\frac{KW}{\cos^2 \varphi}$ se mantenga constante.

Llamando $KW_{m\acute{a}x.}$ a la potencia activa transmitida cuando $\cos \varphi = 1$ (máxima posible), se concluye que

$$KW = KW_{m\acute{a}x.} \cos^2 \varphi \quad [5]$$

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

F. Regulación del voltaje

Por último, vamos a tratar otro efecto importante logrado al instalar bancos de capacitores en líneas eléctricas y plantas industriales: Es la posibilidad de regular el voltaje de operación.

En la figura 8, representamos esquemáticamente una línea de distribución, que partiendo de un generador G, alimenta una carga de impedancia Z.

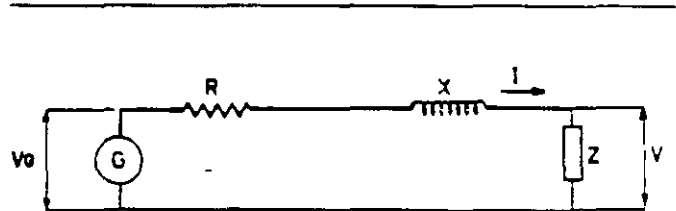


FIG. 8. Representación esquemática de una línea de distribución

Vamos a llamar V_0 al voltaje de operación del generador (prácticamente constante), V al voltaje que llega a la carga Z, e I a la corriente que circula por cada fase de la línea. La resistencia y reactancia equivalentes, por fase, de la línea se representan por R y X , respectivamente, siendo esta última de carácter inductivo, en el caso más frecuente de líneas aéreas operando con una carga superior a su carga crítica.

La figura 9, muestra una representación vectorial de las caídas de tensión en la línea y en la carga.

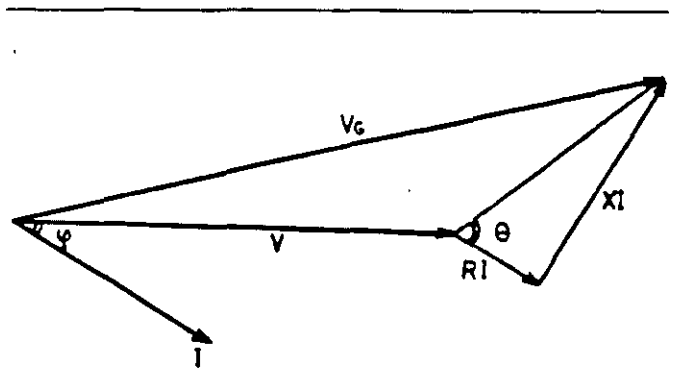


FIG. 9. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z, de la figura 8

Vemos en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores RI y XI), depende de la corriente que circula por la misma y por consiguien-

te, de la potencia solicitada por la carga Z. Vemos pues, que la configuración del diagrama vectorial de la figura 9, va a variar según varíe la demanda de potencia en KW de la carga (la demanda de potencia reactiva de las instalaciones industriales suele experimentar variaciones mucho menores que las que experimenta la demanda de potencia activa). Al aumentar la demanda de potencia KW, aumentará la corriente I y por tanto la caída de tensión total en la línea: como V_G se mantiene constante (en módulo), esto implicará una disminución de V (en módulo), siempre que los ángulos θ y φ se mantengan constantes.

La disminución incontrolada del voltaje V, puede ocasionar graves perturbaciones en los centros de consumo de energía eléctrica, que es necesario evitar por medio de una regulación adecuada. Una forma económica y eficaz de lograr esta regulación consiste en controlar el ángulo θ , o bien el ángulo φ , por medio de la instalación de bancos de capacitores en las líneas o en los centros de consumo, respectivamente. Resultan así dos procedimientos posibles de regulación de voltaje:

- a) *Compensación de la línea.* Disminuyendo el ángulo θ , o lo que es igual, la relación $\operatorname{tg} \theta = \frac{X}{R}$, la caída de tensión total en la línea disminuye y por consiguiente, tiende a aumentar el voltaje V.
- b) *Compensación de la carga.* Disminuyendo el ángulo φ , es decir, aumentando el $\cos \varphi$, los vectores V_G y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando el voltaje V. Por añadidura, este efecto resulta especialmente favorecido por la reducción de corriente que los capacitores ocasionan en las líneas.

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

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$$

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

$$KW = \sqrt{3} (KV) I \cos \varphi$$

obtenemos

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW + \frac{X}{10^3 (KV)^2} KW \operatorname{tg} \varphi \quad [6]$$

En la práctica, debe lograrse que μ no sobrepase un valor pretijado (normalmente bastante pequeño), manteniéndose V prácticamente constante

La máxima potencia transportable por una línea dada, sin sobrepasar este valor de μ , la obtendremos cuando se anule la componente reactiva X de la línea y al mismo tiempo, se anule el ángulo φ . Esta potencia máxima viene dada por la expresión

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW \text{ máx}$$

Eliminando el voltaje V, entre esta expresión y la anterior, e introduciendo la notación $\operatorname{tg} \theta = \frac{X}{R}$, queda:

$$KW = \frac{KW \text{ máx}}{1 - \operatorname{tg} \theta \operatorname{tg} \varphi} \quad [7]$$

Esta expresión aproximada proporciona errores despreciables, siempre que se opere con valores de $\cos \varphi$ inferiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de μ del orden del 5%. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea $|V_G - V|$, en lugar del aproximado ΔV y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La expresión [7], nos permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje μ (recuérdese que $KW \text{ máx.}$, depende de μ), en función del factor $\operatorname{tg} \theta$ y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

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

$\operatorname{tg} \theta$	$\cos \varphi$	KW/KW máx.
4	0.70	19.7%
4	0.85	28.9%
4	0.95	43.5%
1	0.85	61.9%

Inversamente, de la expresión [7] podemos deducir para cada valor de la potencia activa transmitida KW, el factor $\operatorname{tg} \theta$ a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor $\operatorname{tg} \varphi$ y por consiguiente, el $\cos \varphi$, con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha expresión se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término $\operatorname{tg} \theta$ (línea compensada), o bien el término $\operatorname{tg} \varphi$ (carga compensada). Esto último implica el aumentar el $\cos \varphi$, es decir, mejorar el factor de

potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos de capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de una forma automática, por medio de controles adecuados.

De la expresión [6], se deduce fácilmente la elevación de voltaje lograda al conectar un banco de capacitores de potencia reactiva total Q , al final de una línea de distribución. Dicha elevación de voltaje puede calcularse según la expresión

$$\epsilon = \frac{X}{10 (KV)^2} Q \quad [8]$$

Donde ϵ es la elevación de voltaje, expresada en tanto por ciento:

Q es la potencia reactiva del banco de capacitores en KVAR.

X es la reactancia total, por fase, de la línea en ohms.

KV es el voltaje nominal de la línea, en kilovolts.

G. Resumen.

Resumiendo todo lo expuesto anteriormente, llegamos a la conclusión de que el uso de capacitores de potencia proporciona los beneficios siguientes:

- a. Aumentan la capacidad de carga de los generadores, líneas eléctricas y transformadores.
- b. Reducen las pérdidas de energía en forma de calor, mejorando notablemente el rendimiento económico de la transmisión y consumo de la energía eléctrica.
- c. Permiten elevar los niveles de voltaje y mejorar la regulación de voltaje en los centros de consumo de energía eléctrica.
- d. Corrigen el factor de potencia, evitando el pago de penalidades a las compañías eléctricas.

III. Cómo determinar el factor de potencia en una instalación industrial

A. A través del consumo global de energía

El factor de potencia de cualquier instalación industrial suele sufrir variaciones cuya intensidad depende de los equipos instalados en la misma y de los horarios de trabajo. Por consiguiente, es preciso que en cada caso particular, se determine claramente bajo qué condiciones es conveniente medirlo.

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

$$\cos \varphi = \frac{\text{KWh}}{\sqrt{(\text{KWh})^2 + (\text{KVARh})^2}} \quad [9]$$

Siendo

KWh: Kilowatts-hora consumidos durante un mes.
KVARh: Kilovares-hora consumidos durante un mes.

Las magnitudes KWh y KVARh, suelen venir especificadas en los recibos mensuales de la compañía eléctrica. Algunas veces, dichos recibos especifican directamente el $\cos \varphi$ medio.

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

B. Con un indicador del factor de potencia

En este caso podemos medir el $\cos \varphi$, de una forma directa y simultáneamente, medir los kilowatts consumidos a plena carga. Esta segunda magnitud nos servirá después para calcular los KVAR capacitivos necesarios.

C. Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva

Se determinan los valores de potencia activa y reactiva a plena carga, tomándolos de las cintas registra-

doras. Se calcula el $\cos \varphi$, por medio de una expresión análoga a la [9].

D. Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva

Se hace una lectura simultánea de ambos instrumentos durante un cierto intervalo de tiempo, en condiciones de plena carga. El $\cos \varphi$ se determina por medio de la expresión [9] y la potencia activa, a plena carga se determina dividiendo la energía activa medida por el tiempo tomado como intervalo de lectura.

E. Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro

Se mide la potencia activa, en condiciones de plena carga, por medio del vatímetro. En las mismas condiciones, se mide el voltaje entre fases V y el amperaje por fase I. Por medio de la expresión:

$$\text{KVA} = \sqrt{3} (\text{KV}) I$$

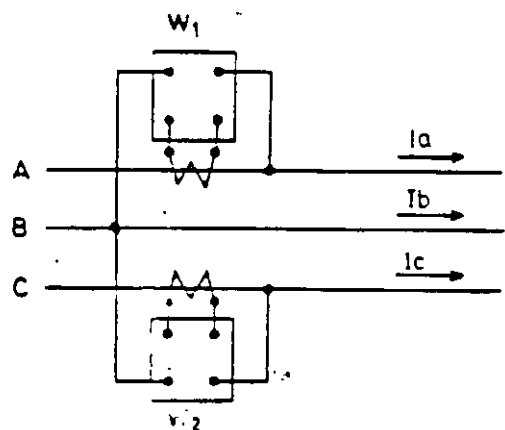


FIG. 10. Determinación del factor de potencia por el método de los dos vatímetros. Cargas balanceadas

se calculan los KVA consumidos a plena carga y por la expresión:

$$\cos \phi = \frac{KW}{KVA}$$

se calcula el factor de potencia en estas condiciones.

F. Metodo de los dos vatímetros

Se conectan ambos instrumentos en la forma indicada en la figura 10 y se toman las lecturas KW_1 y KW_2 , en condiciones de plena carga. Se calcula la relación:

$$k = \frac{KW_1}{KW_2}$$

que puede resultar positiva o negativa, según sean los signos respectivos de las magnitudes KW_1 y KW_2 .

El factor de potencia se calcula por medio de la expresión:

$$\cos \phi = \frac{1 - k}{2\sqrt{1 - k + k^2}} \quad (10)$$

La potencia activa total, a plena carga es: $KW = KW_1 - KW_2$

II. Métodos de compensación y ventajas del uso de capacitores

A. Motores síncronos.

Estos pueden proporcionar un trabajo mecánico y al mismo tiempo, actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados. De lo contrario, actuarán también como una carga inductiva. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia no constituyen una forma de compensación fácilmente controlable.

B. Condensadores síncronos

Son motores síncronos diseñados exclusivamente para cumplir con la función de controlar el factor de potencia. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejoran también la estabilidad de las líneas de transmisión, en los regímenes transitorios. Sin em-

bargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

C. Capacitores de potencia.

Proporcionan la potencia reactiva de carácter capacitiva que sea necesaria, pudiéndose instalar en bancos fijos o bancos divididos en secciones fijas y desconectables.

El uso de capacitores de potencia, comparado con el uso de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KVAR instalado, un fácil manejo y un mantenimiento sencillo y barato, que en muchos casos se hace prácticamente inexistente. Éste es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución y consumo de energía eléctrica y su demanda notablemente creciente, año tras año.

IV. Cálculo de la potencia reactiva requerida en capacitores para corregir el factor de potencia

A. Corrección del factor de potencia medio.

Si tenemos un centro de carga cuyo consumo en kilowatts viene dado por la magnitud KW y su factor de potencia es $\cos \varphi_1$, la potencia del banco de capacitores que es necesario instalar para pasar a un nuevo factor de potencia $\cos \varphi_2$, viene dada por la expresión:

$$KVAR = KW (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad [1]$$

Para facilitar el cálculo, en la tabla I se da directamente el valor del multiplicador $(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2)$, en función de los parámetros $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$.

Veíamos anteriormente que cuando se habla de factor de potencia de un centro de consumo, es necesario precisar bajo qué condiciones de carga se ha medido dicho factor de potencia.

En el momento de decidir cuál es la magnitud KW, que va a intervenir en la expresión [1], deben tomarse precauciones análogas.

Si la carga alimentada no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos \varphi_1$ el factor de potencia medio, definido por la expresión [9] y como consumo, en kilowatts, el consumo medio resultante de dividir los kilowatts consumidos durante un mes, por las horas de trabajo mensuales. El $\cos \varphi_2$ a alcanzar, debe estimarse algo mayor que el mínimo aceptado por la compañía eléctrica, a fin de que en los momentos de plena carga no se esté operando con un factor de potencia demasiado bajo.

En la práctica, suele corregirse hasta un $\cos \varphi_2$ de 90% o 95%.

B. Corrección del factor de potencia a plena carga

Cuando la carga alimentada esté sujeta a fluctuaciones considerables durante las horas de trabajo, puede

tomarse como $\cos \varphi_1$, el factor de potencia a plena carga, medido por alguno de los procedimientos descritos anteriormente.

Como consumo, en kilowatts, debe tomarse también el consumo medio a plena carga y como $\cos \varphi_2$ a alcanzar, puede tomarse el mínimo que permita la compañía eléctrica: puesto que si se garantiza un factor de potencia correcto en condiciones de plena carga, es muy probable que el factor de potencia se mantenga en un valor adecuado durante todas las horas de trabajo.

C. Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectables

En caso de que las fluctuaciones de carga durante las horas de trabajo sean muy grandes, debe pensarse en la conveniencia de instalar un banco desconectable, o con secciones desconectables que entren automáticamente en servicio, siguiendo las fluctuaciones de demanda de potencia reactiva del sistema.

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

TABLE 1. Multiplicador (kg) — (kg) para (kg)

	Factor de potencia deseado, en									
	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220
51	.937	.962	.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175
52	.893	.919	.945	.971	.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131
53	.850	.876	.902	.928	.954	.980	1.007	1.033	1.060	1.088
54	.809	.835	.861	.887	.913	.939	.966	.992	1.019	1.047
55	.769	.795	.821	.847	.873	.899	.926	.952	.979	1.007
56	.730	.756	.782	.808	.834	.860	.887	.913	.940	.968
57	.692	.718	.744	.770	.796	.822	.849	.875	.902	.930
58	.655	.681	.707	.733	.759	.785	.812	.838	.865	.893
59	.618	.644	.670	.696	.722	.748	.775	.801	.828	.856
60	.584	.610	.636	.662	.688	.714	.741	.767	.794	.822
61	.549	.575	.601	.627	.653	.679	.706	.732	.759	.787
62	.515	.541	.567	.593	.619	.645	.672	.698	.725	.753
63	.483	.509	.535	.561	.587	.613	.640	.666	.693	.721
64	.450	.476	.502	.528	.554	.580	.607	.633	.660	.688
65	.419	.445	.471	.497	.523	.549	.576	.602	.629	.657
66	.388	.414	.440	.466	.492	.518	.545	.571	.598	.626
67	.358	.384	.410	.436	.462	.488	.515	.541	.568	.596
68	.329	.355	.381	.407	.433	.459	.486	.512	.539	.567
69	.299	.325	.351	.377	.403	.429	.456	.482	.509	.537
70	.270	.296	.322	.348	.374	.400	.427	.453	.480	.508
71	.242	.268	.294	.320	.346	.372	.399	.425	.452	.480
72	.213	.239	.265	.291	.317	.343	.370	.396	.423	.451
73	.186	.212	.238	.264	.290	.316	.343	.369	.396	.424
74	.159	.185	.211	.237	.263	.289	.316	.342	.369	.397
75	.132	.158	.184	.210	.236	.262	.289	.315	.342	.370
76	.105	.131	.157	.183	.209	.235	.262	.288	.315	.343
77	.079	.105	.131	.157	.183	.209	.236	.262	.289	.317
78	.053	.079	.105	.131	.157	.183	.210	.236	.263	.291
79	.026	.052	.078	.104	.130	.156	.183	.209	.236	.264
80	.000	.026	.052	.078	.104	.130	.157	.183	.210	.238
81		.000	.026	.052	.078	.104	.131	.157	.184	.212
82			.000	.026	.052	.078	.105	.131	.158	.186
83				.000	.026	.052	.079	.105	.132	.160
84					.000	.026	.053	.079	.106	.134
85						.000	.027	.053	.080	.108
86								.026	.053	.081
87									.027	.055
88										.028
89										
90										
91										
92										
93										
94										
95										
96										
97										
98										
99										

para calcular la potencia del banco de capacitores

estado en tanto por ciento

89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00
.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.442	1.481	1.529	1.590	1.722
.175	1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.657
.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.623
.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.355	1.416	1.559
.007	1.035	1.063	1.090	1.124	1.156	1.190	1.228	1.268	1.316	1.377	1.519
.968	.996	1.024	1.051	1.085	1.117	1.151	1.189	1.229	1.277	1.338	1.450
.930	.958	.986	1.013	1.047	1.079	1.113	1.151	1.191	1.239	1.300	1.422
.893	.921	.949	.976	1.010	1.042	1.076	1.114	1.154	1.202	1.263	1.405
.856	.884	.912	.939	.973	1.005	1.039	1.077	1.117	1.165	1.226	1.368
.822	.850	.878	.905	.939	.971	1.005	1.043	1.083	1.131	1.192	1.334
.787	.815	.843	.870	.904	.936	.970	1.008	1.048	1.096	1.157	1.299
.753	.781	.809	.836	.870	.902	.936	.974	1.014	1.062	1.123	1.265
.721	.749	.777	.804	.838	.870	.904	.942	.982	1.030	1.091	1.233
.688	.716	.744	.771	.805	.837	.871	.909	.949	.997	1.058	1.200
.657	.685	.713	.740	.774	.806	.840	.878	.918	.966	1.027	1.169
.626	.654	.682	.709	.743	.775	.809	.847	.887	.935	.996	1.138
.596	.624	.652	.679	.713	.745	.779	.817	.857	.905	.966	1.108
.567	.595	.623	.650	.684	.716	.750	.788	.828	.876	.937	1.079
.537	.565	.593	.620	.654	.686	.720	.758	.798	.840	.907	1.049
.508	.536	.564	.591	.625	.657	.691	.729	.769	.811	.878	1.020
.480	.508	.536	.563	.597	.629	.663	.701	.741	.783	.850	1.000
	.479	.507	.534	.568	.600	.634	.672	.712	.754	.821	.963
	.452	.480	.507	.541	.573	.607	.645	.685	.727	.794	.936
.397	.425	.453	.480	.514	.546	.580	.618	.658	.700	.767	.909
.370	.398	.426	.453	.487	.519	.553	.591	.631	.673	.740	.882
.343	.371	.399	.426	.460	.492	.526	.564	.604	.652	.713	.855
.317	.345	.373	.400	.434	.466	.500	.538	.578	.620	.687	.829
.291	.319	.347	.374	.408	.440	.474	.512	.552	.594	.661	.803
.264	.292	.320	.347	.381	.413	.447	.485	.525	.567	.634	.776
.238	.266	.294	.321	.355	.387	.421	.459	.499	.541	.608	.750
.212	.240	.268	.295	.329	.361	.395	.433	.473	.515	.582	.724
.186	.214	.242	.269	.303	.335	.369	.407	.447	.489	.556	.698
.160	.188	.216	.243	.277	.309	.343	.381	.421	.463	.530	.672
.134	.162	.190	.217	.251	.283	.317	.355	.395	.437	.504	.646
.108	.136	.164	.191	.225	.257	.291	.329	.369	.417	.478	.620
.081	.109	.137	.167	.198	.230	.265	.301	.343	.390	.451	.593
.055	.082	.111	.141	.172	.204	.238	.275	.317	.364	.425	.567
.028	.056	.084	.114	.145	.177	.211	.248	.290	.337	.398	.540
	.028	.056	.086	.117	.149	.183	.220	.262	.309	.370	.512
		.028	.058	.089	.121	.155	.192	.234	.281	.342	.484
			.030	.061	.093	.127	.164	.206	.253	.314	.456
				.031	.053	.097	.134	.176	.223	.284	.426
					.032	.066	.103	.145	.192	.253	.395
						.034	.071	.113	.160	.221	.363
							.037	.079	.126	.187	.328
								.042	.089	.150	.292
									.047	.108	.251
										.061	.203
											.142

V. Consideraciones importantes al instalar un banco de capacitores

A. Ventilación

A pesar de que las pérdidas eléctricas en calor de los capacitores de potencia representan un porcentaje muy bajo con respecto a su potencia nominal, cada capacitor en operación se convierte en un generador de calor de cierta importancia, debido a la gran cantidad de energía que es capaz de poner en juego.

Es importante el disipar correctamente esta energía calorífica y no permitir que la temperatura de operación suba a valores superiores a los de diseño, ya que los dieléctricos de los capacitores de potencia son muy sensibles a las temperaturas de operación. El operar a una temperatura media de unos 10°C por encima de la temperatura normal de operación, puede significar el disminuir la vida media del capacitor en más de un 70%. Sobrecalentamientos mayores producen efectos de deterioro que afectan a la vida media del capacitor en una forma marcadamente exponencial.

Cuando los capacitores se instalan al aire libre, la forma más usual y más simple de disipar el calor es por convección natural. En este caso, la precaución principal a tener en cuenta es la de respetar los espacios de separación entre capacitor y capacitor que recomiende el fabricante. Esto garantiza que la temperatura de operación va a ser la adecuada, siempre que no exista alguna circunstancia especialmente adversa en la instalación. Conviene instalar los capacitores en bastidores que los eleven del piso (al menos unos centímetros) y asegurarse de que la ventilación natural no queda entorpecida por algún obstáculo.

Cuando los capacitores se instalan en un local cerrado o en un gabinete, además de las precauciones indicadas anteriormente, debe tomarse un cuidado especial en comprobar que las temperaturas ambiente del local o del interior del gabinete, medidas cuando los capacitores se encuentran en operación normal, no sobrepasen los límites máximos recomendados por las normas de fabricación de los capacitores.

Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI especifican que el fabricante debe garantizar la estabilidad térmica de los capacitores, cuando éstos se instalen respetándose las distancias que él especifique y en un medio ambiente cuya temperatura no sobrepase los valores máximos siguientes:

Método de montaje	Media en 24 h* °C	Media anual °C
Capacitor aislado	46	35
Capacitores instalados en una hilera	40	25
Capacitores en varias hileras contiguas	35	20
En locales cerrados	35	20

* Temperatura media aritmética de lecturas horarias, tomadas durante las 24 horas del día más caluroso de la localidad.

En el caso de locales cerrados, si hay peligro de que se sobrepasen las temperaturas indicadas en esta tabla, debe instalarse un sistema de ventilación torzada capaz de establecer una buena corriente de aire entre capacitor y capacitor.

Los problemas ocasionados por una ventilación defectuosa, suelen ser bastante más críticos en las instalaciones de capacitores en alta tensión, debido a las grandes concentraciones de energía instaladas normalmente. Sin embargo, tampoco deben subestimarse estos problemas en las instalaciones efectuadas a bajas tensiones industriales.

B. Frecuencia y voltaje de operación

Los capacitores de potencia fabricados bajo normas americanas se diseñan para operar a una frecuencia nominal de 60 Hz. Sin embargo, no existe ningún inconveniente técnico para que estos capacitores operen a frecuencias más bajas. Esto implica una reducción de la potencia reactiva suministrada, proporcional a la reducción de frecuencias:

$$(KVAR) \text{ suministrados} = \frac{\text{Frecuencia aplicada}}{60} \times \text{(KVAR) nominales.} \quad [11]$$

En operación normal, la frecuencia aplicada nunca debe exceder a los 60 Hz. nominales.

Analogamente, cuando los capacitores se operan a un voltaje inferior a su voltaje nominal, disminuye la potencia reactiva proporcionalmente al cuadrado de la relación de voltajes:

$$(KVAR) \text{ suministrados} = \left(\frac{\text{Volt. aplicado}}{\text{Volt. nominal}} \right)^2 \times$$

$$\times (KVAR) \text{ nominales [12]}$$

Los capacitores de potencia para alta tensión y, a veces, también los capacitores de potencia para bajas tensiones industriales, se fabrican de forma que puedan operar a sobrevoltajes de hasta el 10% del voltaje nominal, sin que aparezcan problemas de aislamientos, estabilidad térmica . . . , etc. Esto es para prevenir posibles fluctuaciones de voltaje en las líneas eléctricas y los pequeños sobrevoltajes que pudieran ocasionar los mismos capacitores al operar en condiciones de baja carga.

Sin embargo, en operación normal, debe tratarse de que el voltaje aplicado a los capacitores no exceda al valor de su voltaje nominal, ya que el deterioro que produce el sobrevoltaje sobre los dieléctricos es análogo al deterioro mencionado anteriormente, producido por el sobrecalentamiento.

El operar permanentemente a un sobrevoltaje del 10%, puede disminuir la vida media de un capacitor en más de un 50%.

Las relaciones [11] y [12] son consecuencia de la expresión:

$$KVAR = 2 \pi f C (KV)^2 \times 10 \quad [13]$$

en donde es

KVAR: Potencia reactiva del capacitor, en kilovares.

f: Frecuencia de operación, en ciclos por segundo.

C: Capacidad del capacitor, en microfaradios.

KV: Voltaje aplicado entre bornes, en kilovolts.

Esta expresión se deduce fácilmente de la misma definición de potencia reactiva.

C. Corriente nominal de operación

La corriente nominal de un capacitor monofásico puede calcularse por medio de la expresión:

$$I_N = \frac{KVAR}{(KV)} \quad [14]$$

siendo

KVAR: Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares

(KV): Voltaje nominal, entre bornes, en kilovolts.

La corriente nominal, por fase, de un capacitor trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{f3} = \frac{KVAR}{\sqrt{3} (KV)} \quad [15]$$

siendo

KVAR: Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV): Voltaje nominal, entre fases, en kilovolts.

Esta expresión es independiente de que la conexión interna de capacitor sea en delta o en estrella.

Ambas expresiones [14] y [15], son una consecuencia inmediata de la definición de potencia reactiva.

Combinando las expresiones [13] y [14], se obtiene:

$$I = 2 \pi f C (KV) \times 10 \quad [16]$$

de donde se deduce que la corriente que toma un capacitor de potencia es directamente proporcional a la frecuencia de operación, a su capacidad y al voltaje aplicado entre bornes.

D. Perturbaciones producidas por corrientes armónicas

Existen instalaciones industriales que son especialmente propicias a generar corrientes armónicas de importancia: Instalaciones de hornos metalúrgicos de arco, hornos de inducción, grandes motores que entran y salen de operación frecuentemente . . . , etc. En estos casos, si no se toman ciertas precauciones con los capacitores de potencia instalados en las mismas, es posible que éstos queden sometidos a corrientes excesivas que causen una disminución notable de su vida media e incluso fallos de unidades en un tiempo corto de operación.

La expresión [16] muestra claramente el efecto que producen estas armónicas sobre la corriente que toma un capacitor. Por ejemplo, una séptima armónica tendería a hacer pasar por el capacitor una corriente siete veces mayor que la nominal, si no se presentase con una amplitud de voltaje más reducida que la de la onda fundamental.

Las corrientes armónicas que suelen encontrarse en la práctica, son de orden impar. Si se determina, por medio de un osciloscopio o un voltímetro de armónicas, que la señal de voltaje que llega a los capacitores contiene las armónicas 3a., 5a., 7a. . . . etc., con valores eficaces e_3, e_5, e_7, \dots etc., respectivamente, medidos en tanto por ciento de la onda fundamental, el valor eficaz del voltaje total resultante aplicado al capacitor viene dado por la expresión:

$$V = 0.01 V_N \sqrt{100^2 + e_3^2 + e_5^2 + e_7^2 + \dots} \quad [17]$$

Y la corriente eficaz total que toma cada capacitor

$$I = 0.01 I_N \sqrt{100^2 + 9e_3^2 + 25e_5^2 + 49e_7^2 + \dots} \quad [18]$$

Siendo V_N e I_N , el voltaje y la corriente nominales, respectivamente, a la frecuencia nominal del capacitor.

El incremento de potencia reactiva de operación debido exclusivamente a la existencia de estas armónicas,

puede calcularse, en tanto por ciento, según la expresión:

$$\Delta \text{KVAR} = 0.01 (3e_1 + 5e_2 + 7e_3 \dots) \% \quad (19)$$

Como una aproximación aceptable, este porcentaje puede considerarse referido a la potencia reactiva nominal del banco instalado.

Para los capacitores de potencia de alta tensión, las normas CCONNIE, NEMA y ANSI, recomiendan un límite máximo de un 10%, en sobrevoltaje, para el voltaje total resultante.

La sobrecorriente máxima permisible, debida a la onda de voltaje fundamental y sus armónicas, es del 80% de la corriente nominal.

La combinación de ambos factores, sobrevoltaje y sobrecorriente, no debe sobrepasar el incremento de potencia reactiva de operación máximo permisible, que es del 35%, con respecto a la potencia reactiva nominal.

Para los capacitores de potencia de baja tensión, el fabricante puede especificar límites más bajos.

Cuando se presenta un problema de sobrecarga de corriente o de potencia, los capacitores suelen mostrar síntomas de una temperatura de operación excesivamente elevada y en las peores circunstancias, una deformación del tanque, que indica las altas presiones internas a las que está sometido el aparato, debido a la dilatación del líquido impregnante.

Cuando se planea un banco de capacitores para este tipo de instalaciones en las que cabe esperar en la onda fundamental de voltaje perturbaciones de consideración, debe preverse la existencia de estas sobrecorrientes, tanto en su alambrado como en todos sus accesos y equipo auxiliar. Especialmente, deben tomarse las precauciones siguientes:

- Tomar un cuidado especial en la ventilación, o incluso refrigeración del banco.
- Dejar el neutro flotante, en caso de conexión en estrella.

Y si realmente existe el problema de sobrecarga de corriente o de potencia, se puede ver si es posible:

- Desconectar el banco en los periodos de máxima generación de armónicas.
- Cambiar de emplazamiento el banco, para evitar posibles resonancias parciales.

Si nada de esto resuelve el problema, puede pensarse en instalar unas inductancias de choque, en serie con el banco de capacitores, cuya reactancia inductiva represente una pequeña fracción de la reactancia capacitiva por fase del banco, para la frecuencia fundamental, constituyendo un verdadero choque para las altas frecuencias. La inducción de diseño de estos reactores depende del orden de las armónicas que estén causando el problema. Por consiguiente, es necesario determinar previamente dichas armónicas, por medio de un osciloscopio, oscilógrafo o algún voltmetro de armónicas.

En caso de que los niveles de armónicas fluctúen excesivamente, presentando una gran gama de armóni-

cas de bajas y altas frecuencias, puede ser prácticamente imposible el proteger los capacitores con unas inductancias de choque.

E. Condiciones anormales de operación

En general, cuando los capacitores de potencia van a ser instalados en condiciones de operación anormales, es conveniente que el fabricante sea puesto en antecedentes por el usuario. Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI, especifican que el fabricante debe ser puesto en antecedentes de condiciones anormales de servicio tales como:

- Exposición a humos o vapores corrosivos.
- Exposición a polvos conductores o explosivos.
- Exposición a choques mecánicos o vibraciones.
- Exposición a radiaciones de calor provenientes de superficies que se encuentren a mayor temperatura que la temperatura ambiente máxima a la que se permite operar a los capacitores: excluyendo las radiaciones solares.
- Montaje que dificulte una ventilación adecuada, ya sea por el agrupamiento de los capacitores, o por el lugar y circunstancias de la instalación.
- Operación a temperaturas ambiente más altas que la máxima permitida según normas, o especificaciones especiales del fabricante.
- Operación a altitudes superiores a 1.800 m., sobre el nivel del mar.
- Formas de onda distorsionadas, con armónicas que causen sobrecargas de corriente o de potencia en los capacitores, superiores a las admitidas por las normas de fabricación de los mismos.
- Cualquier otro requerimiento especial, fuera de lo común.

F. Pruebas de campo

Cuando en un banco de capacitores han sucedido problemas que hacen pensar en la existencia de alguna unidad fallada, o simplemente, cuando los capacitores han sido expuestos a condiciones de operación adversas, es conveniente cerciorarse del estado en que se encuentran dichos capacitores, efectuando las pruebas siguientes:

- Rigidez dieléctrica.** El capacitor se somete a un voltaje entre bornes que no sobrepase el 75% del doble de su voltaje nominal. Dicho voltaje debe mantenerse por un tiempo que no exceda a 10 segundos.

Debe procurarse que tanto la subida de voltaje como la bajada, no se efectúe de una forma brusca.

- Cavidad.** Es normal que en el lugar de la instalación sea difícil disponer de un puente de capacidad para alta o baja tensión. Sin embargo, puede determinarse satisfactoriamente la capacidad de cualquier unidad midiendo la corriente que toma el capacitor cuando se le somete a un voltaje y frecuencia conocidos (preferentemente a valores nominales). La capacidad, calculada de esta forma, debe estar com-

prendida en un rango de 0 a $\pm 15\%$, de la capacidad nominal del capacitor.

c) *Resistencia entre bornes.* La resistencia entre bornes puede medirse por medio de un megohmetro, o bien, calcularse sometiendo el capacitor a un voltaje de corriente directa conocido y midiendo la corriente que toma. Si el capacitor lleva resistencias internas de descarga, el valor obtenido coincidirá prácticamente con el valor de dichas resistencias, ya que la resistencia de aislamiento del dieléctrico es de un orden de magnitud mucho mayor que el de dichas resistencias de descarga.

Los valores obtenidos para las resistencias de descarga, deben estar comprendidos entre los límites especificados por el fabricante. Asimismo, debe solicitarse del fabricante el orden de magnitud de la resistencia del dieléctrico, si es esta magnitud la que se ha medido.

d) *Resistencia entre bornes y el tanque.* Interesa medir esta magnitud para comprobar el estado de los aisladores que forman los bornes del capacitor y el estado de aislamiento del interior a tierra. La resistencia medida no debe ser inferior a 1,000 M Ω , exceptuando el caso de capacitores de un solo aislador y otro borne conectado al tanque, con resistencia de descarga interna. En este caso, el valor medido debe coincidir con el de la resistencia de descarga.

e) *Prueba de fugas de unpregnante.* La hermeticidad del tanque puede probarse limpiando cuidadosamente el capacitor y sometiéndolo a un horneado de 75°C, durante unas cuatro horas. Esto creará una presión interna, debido a la dilatación del líquido impregnante, que tenderá a poner de manifiesto la fuga.

Es conveniente colocar el capacitor sobre un papel limpio y tendido horizontalmente del lado en que se sospeche que existe la fuga.

f) *Factor de disipación.* El valor del factor de disipación, medido con precisión, puede dar una buena idea del buen estado o el grado de deterioro del dieléctrico del capacitor. Sin embargo, es una medida algo más difícil de efectuar, si no se cuenta con el equipo adecuado.

Para obtener resultados precisos, el factor de disipación

debe medirse a la frecuencia nominal del capacitor y a un voltaje que no sea inferior al 25% de su voltaje nominal.

Nota importante: Al efectuar cualquier tipo de pruebas, deben tomarse las medidas de seguridad adecuadas, en previsión de un fallo violento del capacitor.

G. Mantenimiento

A las pocas horas después de haber instalado un nuevo banco de capacitores, debe efectuarse una inspección del mismo, comprobando:

1o. Que los voltajes de las fases están balanceados y permanecen dentro de los límites aceptables, según las especificaciones de los capacitores.

2o. Que la potencia reactiva de operación del banco, no excede en más del 35%, a la potencia reactiva nominal del mismo.

Nota: Se considera como potencia reactiva de operación, a la suma de la potencia reactiva debida a la onda fundamental, más el incremento ocasionado por la existencia de armónicas en la red.

Esta inspección debe repetirse varias veces, durante los primeros periodos de baja carga, que es cuando el voltaje toma sus valores máximos.

En las inspecciones normales de mantenimiento, debe comprobarse la ventilación de los capacitores, el estado de los fusibles, la temperatura de operación y las condiciones de voltaje. Las porcelanas de los bornes deben limpiarse periódicamente, con mayor frecuencia cuanto más severas sean las condiciones de servicio.

Si los capacitores están expuestos a unas condiciones atmosféricas muy adversas, es conveniente volver a pintarlos periódicamente, a fin de impedir la corrosión y mantener una buena superficie radiadora de calor.

Nota importante: Antes de tocar los terminales de un capacitor que previamente ha sido energizado, deben dejarse transcurrir 5 minutos para su descarga interna y después, es preciso cortocircuitar las partes vivas y ponerlas a tierra.

Los capacitores pueden dañarse si se cortocircuitan las partes vivas antes de que haya transcurrido, al menos, un minuto de descarga.

VI. Decisión de instalar los capacitores en alta o en baja tensión

A. Factor económico

Bajo el punto de vista económico suele resultar mucho más interesante el instalar los capacitores en el lado de alta tensión que en el de baja.

Para voltajes de línea de hasta unos 46 KV, la instalación de un banco de capacitores fijo en el lado de alta tensión suele resultar unas 10 veces más económica que la instalación de un banco de la misma potencia reactiva instalado en el lado de las bajas tensiones industriales. Si en lugar de ser el banco fijo, se trata de un banco desconectable (con desconectores operados manual o eléctricamente, capaces de conectar y desconectar el banco con carga), la instalación en alta tensión sigue resultando unas 6 veces más económica que en baja.

Para voltajes de línea superiores a los 100 KV, el aislamiento del banco y especialmente, el equipo de conexión y desconexión, suele encarecer notablemente el costo del banco de capacitores.

Análogamente, en las instalaciones de bancos de capacitores de gran potencia reactiva, también resulta encarecido el costo por kilovar instalado.

No obstante, el costo de un banco de capacitores instalado en alta tensión, siempre resulta notablemente ventajoso frente al costo de un banco equivalente, instalado en el lado de baja tensión.

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

B. Factores técnicos

Cuando se quiere corregir el factor de potencia para evitar el pago de penalidad a las compañías eléctricas, deben instalarse los capacitores detrás del equipo de medida de consumo de energía eléctrica, de forma que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga industrial no pase a través de dicho equipo de medida. Por consiguiente, cuando el equipo de medida se encuentre instalado en el lado de baja tensión, los capacitores de potencia deben ser instalados también en baja tensión.

Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario de dicho transformador (normalmente, lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo.

Cuando se quieren disminuir las pérdidas por efecto Joule en una cierta instalación industrial, los capacitores deben instalarse junto a las cargas principales, de forma que eviten el paso de corrientes inductivas por el cableado. Si las cargas están conectadas en baja tensión, los capacitores deberán instalarse también en baja tensión.

VII. Instalación de capacitores en baja tensión

A. Alambrado

Los capacitores de potencia para baja tensión suelen encontrarse en el mercado en forma de unidades trifásicas, con un voltaje nominal que oscila entre 216 volts y 600 volts. Se consideran como voltajes estándar:

230 ó 240 volts.
460 ó 480 volts.
575 ó 600 volts.

La potencia reactiva de estas unidades suele variar según una amplia gama de valores comprendidos, normalmente, entre 1 KVAR y 50 KVAR.

El uso de unidades monofásicas, fabricadas para los mismos voltajes y potencias reactivas nominales que las trifásicas, es menos común. Aunque, por razones de tipo técnico, la instalación de estas unidades puede resultar interesante en algunos casos especiales.

Normalmente, las unidades trifásicas traen de fábrica una conexión interna en delta, interpretándose su voltaje nominal como el voltaje entre fases de dicha delta. Cuando se usan unidades monofásicas también se conectan en delta, instalándose en bancos de tres unidades o un múltiplo de tres.

La razón de efectuarse la conexión en delta, es la de aprovechar mejor los dieléctricos con que están fabricados estos capacitores, aplicándoles el máximo voltaje posible.

En baja tensión, el voltaje nominal de los capacitores es algo más alto (del 5% al 10%) que el voltaje nominal de la línea a que van a ser conectados. Esto es para prevenir las elevaciones de voltaje que pueden producirse al desconectar los capacitores en paralelo con motores de inducción, especialmente, en los casos en que la potencia reactiva del banco de capacitores instalado sea superior a la adecuada.

Por la misma razón, los capacitores suelen ser diseñados de forma que sean capaces de soportar sobretensiones de hasta un 10% de su voltaje nominal, a fin de prevenir la elevación local de voltaje ocasionada por los mismos capacitores en su punto de instalación y las posibles fluctuaciones del voltaje de línea.

Los capacitores de potencia para baja tensión se conectan siempre en paralelo entre sí, cuando una sola unidad trifásica o tres monofásicas no son suficientes

para obtener la potencia reactiva deseada. El banco de capacitores así formado se conecta, a su vez, en paralelo con la carga que se pretende corregir. Físicamente, los capacitores se colocan en una hilera, formando un agrupamiento compacto, pero respetándose las distancias mínimas entre aparatos que recomiende el fabricante.

Si Q es la potencia reactiva total de un banco de capacitores, expresada en kilovares y V es su voltaje nominal, expresado en volts, la corriente nominal, por fase, de dicho banco viene dada por la expresión:

$$I_{NF} = \frac{Q}{\sqrt{3} V \times 10^{-3}} = \dots [20]$$

La corriente nominal del cableado, equipos de conexión y desconexión, cuchillas desconectoras ..., etc., debe ser, como mínimo, el 135% de la corriente nominal del banco, con excepción de los fusibles que, en general, deben elegirse con una corriente nominal mínima del 165% de la corriente de cada capacitor, en caso de protección individual, o de la corriente nominal del banco, en caso de protección en grupo.

En casos especiales en que debido a la existencia de corrientes armónicas relativamente altas en el punto de instalación, la corriente total que toma el banco llegue a ser superior al 135% de su corriente nominal, el cableado y equipos accesorios del banco deben elegirse con una corriente nominal superior a este límite mínimo mencionado.

El voltaje nominal de los contactores, interruptores, cuchillas desconectoras, fusibles ..., etc., debe ser el adecuado para el voltaje de línea a que se vaya a conectar el banco.

Para la protección individual de un capacitor trifásico es práctica común el instalar dos fusibles, en los bornes cualesquiera del aparato, dejando sin fusible la tercera fase. Al proteger en grupo un banco de capacitores, debe instalarse un fusible en cada fase, para prevenir posibles cortocircuitos de fase a tierra.

No es raro encontrar en el mercado capacitores de potencia para baja tensión, con fusibles internos instalados por el fabricante. En estos casos, pueden suprimirse los fusibles externos; especialmente los dedicados a la protección individual.

En baja tensión, los capacitores de potencia suelen llevar resistencias de descarga internas que aseguran que el voltaje entre bornes baja a menos de 50 volts, durante un minuto después de haber sido desenergizado el capacitor. Si un capacitor no llevase instaladas estas resistencias internas, es necesario prever la instalación de unas resistencias externas equivalentes o asegurarse de que el capacitor va a funcionar en paralelo con el bobinado de un motor, un transformador o un equipo análogo, a través del cual pueda descargarse con una velocidad adecuada al quedar desenergizado.

En aplicaciones especiales, tales como corrección del factor de potencia de motores para grúas y elevadores, bancos de secciones desconectables que entran y salen rápidamente de operación, operadas por algún control automático . . . , etc., es posible que haya que volver a energizar un capacitor pocos segundos después de haber sido desenergizado. En estos casos debe preverse la instalación de resistencias especiales de descarga rápida, que cortocircuiten los bornes del capacitor inmediatamente después de que éste haya sido desenergizado. El volver a conectar un capacitor que todavía está cargado puede ser peligroso para el equipo de conexión e incluso para el mismo capacitor, ya que si en el momento de la conexión, el voltaje del capacitor se encuentra en oposición de fase con el voltaje de la línea, pueden ocasionarse corrientes transitorias con una intensidad inicial especialmente elevada. El problema puede volverse mucho más crítico si se tienen conectados otros capacitores en paralelo con la unidad que va a entrar en operación.

Al instalar bancos fijos, es decir, bancos que van a quedar conectados permanentemente a la línea, debe planearse la instalación de cuchillas desconectoras que, independientemente de que tengan o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que el banco de capacitores pueda quedar desenergizado durante las operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

Al instalar bancos desconectables, es decir, bancos que van a entrar y salir de operación con cierta frecuencia, operados por medio de un control automático o manual, debe planearse también el instalar cuchillas desconectoras que permitan dejar desenergizado, tanto el banco de capacitores, como el contactor o contactores con los que se efectúen las operaciones normales de conexión y desconexión.

El alambrado de un banco de capacitores debe diseñarse de tal forma que sean fácilmente desconectables y reemplazables las unidades que lo componen. Debe tratarse de simplificar al máximo las operaciones de mantenimiento, con la finalidad de no entorpecer la continuidad de operación del sistema eléctrico al que se va a conectar dicho banco de capacitores.

Dependiendo del lugar de instalación, un banco de capacitores para baja tensión puede organizarse con unidades para uso interior o intemperie.

Normalmente, los capacitores para uso en intemperie se diseñan con capacidad para aguantar condiciones

mas adversas, tanto de tipo físico como eléctrico, que las exigidas a los capacitores de uso interior. Aparte de los requerimientos físicos y eléctricos propios de la operación en intemperie, estos capacitores suelen soportar mayores sobrecorrientes que las de uso interior y se les exige un aislamiento de 30 KV de nivel básico de impulso.

B. Puesta a tierra del bastidor

Los capacitores de potencia son capaces de almacenar una gran cantidad de carga eléctrica a voltajes relativamente elevados. Aunque, por el propio diseño de los capacitores, la mayor parte de las líneas de campo eléctrico originadas por esta carga comienzan y acaban dentro del capacitor, no es posible evitar que también se establezca un campo eléctrico hacia el exterior del aparato y consecuentemente, que el tanque del capacitor se convierta en una superficie equipotencial de dicho campo. Si el tanque del capacitor se mantiene aislado de tierra, puede quedar cargado a un potencial distinto de cero, creandose el peligro de producirse una descarga eléctrica si se le toca.

Por este motivo resulta conveniente el conectar a tierra los tanques de los capacitores de potencia, o bien, el bastidor en que vayan instalados dichos capacitores. En caso de que el banco sea instalado en un lugar accesible al personal, cosa que es muy normal en las instalaciones en baja tensión, la conexión a tierra de los tanques o del bastidor resulta imprescindible.

Debido a que el alambrado de los bancos de capacitores para baja tensión suele hacerse con cable aislado, el conectar a tierra el bastidor no implica un riesgo importante de que se presenten cortocircuitos de fase a tierra. De todas formas, este tipo de cortocircuito puede quedar librado con los fusibles de protección en grupo del banco de capacitores.

C. Compensación individual

Consiste en instalar los capacitores junto a cada una de las cargas que consumen potencia reactiva, compensando individualmente su factor de potencia.

Esta instalación presenta la ventaja de asegurar un buen factor de potencia, independientemente de las condiciones de carga; así como el reducir al mínimo las pérdidas por efecto Joule en la instalación eléctrica.

Además, la compensación individual suele evitar la necesidad de un dispositivo especial para conectar y desconectar el banco de capacitores, ya que en muchos casos los capacitores pueden operarse con el mismo dispositivo de conexión y desconexión de la carga que van a compensar.

Sin embargo, este método de compensación es muy costoso, ya que al no trabajarse al 100% de la carga instalada, tal como sucede en la práctica, una parte considerable de los capacitores suele estar siempre fuera de operación. En la mayoría de los casos, esto significa una inversión en capacitores bastante más alta de la que hubiera sido necesario efectuar para corregir

el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

D. Compensación en grupo

Cuando el motivo principal de instalar capacitores es el de corregir el factor de potencia de una cierta instalación industrial y no el de minimizar las pérdidas por efecto Joule que se ocasionan en la misma, la solución más económica suele lograrse corrigiendo el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

Esta suele ser también la mejor solución, si lo que se pretende es aumentar la capacidad de carga activa de los transformadores, o mejorar los niveles de voltaje.

dividido en secciones desconectables, que entren y salgan de operación accionadas por medio de un control automático.

El dispositivo de accionamiento automático suele constar de un control de escalonamiento múltiple, sensible a kilovares o al mismo factor de potencia y juego de contactores que, operados por dicho control, sirven para conectar o desconectar las distintas secciones del banco.

En la práctica, suele considerarse entre 8 y 10 el número máximo de secciones desconectables instaladas. Esta limitación se establece para impedir que las secciones entren y salgan de operación con variaciones de carga reactiva demasiado pequeñas, lo que ocasionaría un deterioro rápido de los contactores al ser acciona-

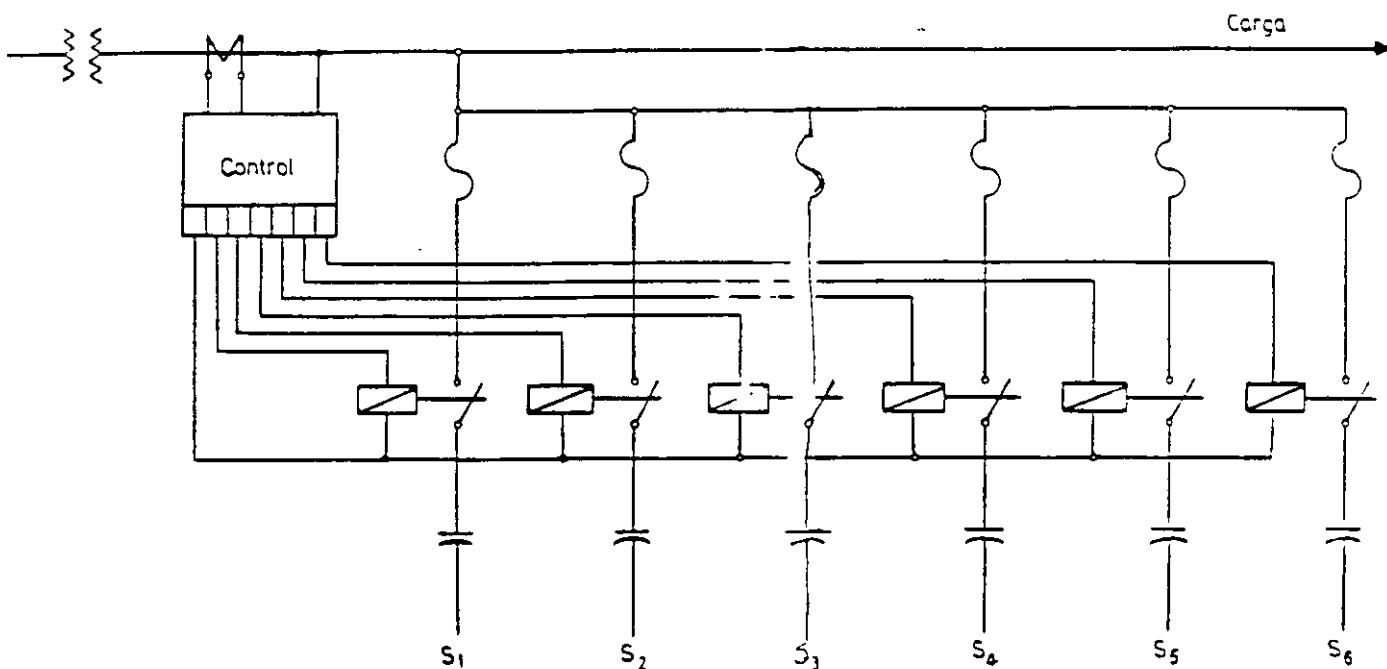


FIG. 11. Esquema unifilar de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión, dividido en secciones desconectables operadas automáticamente.

Si la carga de la instalación industrial mencionada no está sujeta a fuertes variaciones, basta con instalar un banco de capacitores fijo que, en condiciones de plena carga, corrija el factor de potencia global a un valor ligeramente más alto que el mínimo admitido por la compañía eléctrica suministradora, o bien, al valor que sea necesario para obtener el aumento de capacidad de carga o aumento de voltaje deseados.

En casos de cargas muy variables, en que se pretenda corregir el factor de potencia a un valor próximo a la unidad para cualquier condición de carga, resultará conveniente el instalar un banco de capacitores

dividido en secciones desconectables, que entren y salgan de operación accionadas por medio de un control automático.

El dispositivo de accionamiento automático suele constar de un control de escalonamiento múltiple, sensible a kilovares o al mismo factor de potencia y juego de contactores que, operados por dicho control, sirven para conectar o desconectar las distintas secciones del banco.

En la práctica, suele considerarse entre 8 y 10 el número máximo de secciones desconectables instaladas. Esta limitación se establece para impedir que las secciones entren y salgan de operación con variaciones de carga reactiva demasiado pequeñas, lo que ocasionaría un deterioro rápido de los contactores al ser acciona-

E. Compensación mixta

En el caso de instalaciones industriales que cuentan con grandes motores u otros equipos de gran consumo de potencia reactiva, puede ser conveniente el adoptar una solución mixta, consistente en compensar individualmente los aparatos de gran consumo de potencia e instalar para el resto de la carga un solo banco fijo o dividido en secciones desconectables. De esta forma se disminuyen, en parte, las pérdidas por efecto Joule y puede evitarse parte o incluso la totalidad, del mecanismo de desconexión automática.

F. Compensación de motores de inducción

La demanda de potencia reactiva de un motor de inducción, varía con las condiciones de carga, disminuyendo apreciablemente en condiciones de baja carga. Por consiguiente, cuando se compensa individualmente este tipo de motores, el capacitor o banco de capacitores instalado no debe ajustarse a las condiciones de plena carga, ya que esto podría originar un exceso de potencia reactiva cuando se opere el motor en condiciones de baja carga o marcha en vacío.

Por otra parte, el tamaño del banco de capacitores también resulta limitado por el fenómeno de autoexcitación del motor, que puede originarse en el momento de la desconexión. Cuando se desconecta un motor de inducción al que se han instalado capacitores de potencia, la tensión entre bornes no baja rápidamente a cero, como sucede cuando se desconecta un motor sin capacitores. Esto es debido a que la corriente de descarga de los capacitores mantiene un cierto campo magnético en las bobinas del motor, induciéndose una tensión de autoexcitación mientras el motor sigue girando por inercia. Si los capacitores están excedidos en potencia reactiva, esta tensión puede alcanzar valores considerablemente más altos que la tensión nominal del motor, poniendo en peligro tanto al aislamiento del motor, como a los capacitores mismos.

Para evitar estos problemas, debe procurarse que la potencia del banco de capacitores no exceda las necesidades de potencia reactiva del motor para la marcha en vacío. Corrigiendo el factor de potencia en vacío a un valor próximo al 100%, puede obtenerse un factor de potencia a plena carga del orden del 95%, sin que se exceda en ningún momento la demanda de potencia reactiva del motor.

En la tabla II, se da una orientación sobre la potencia reactiva del banco de capacitores, que puede instalarse para compensar individualmente un motor trifásico de inducción.

Bajo el punto de vista de seguridad industrial, también debe tenerse en cuenta la existencia de estas tensiones de autoexcitación y tomarse las medidas oportunas para evitar accidentes, ya que el personal puede creer que no existe tensión una vez que ha sido desconectado el motor.

TABLA II. Potencia reactiva máxima del banco de capacitores para compensar motores trifásicos de inducción de tipo abierto. Potencia reactiva en KVAR

Potencia del motor HP	Velocidad de sincronismo del motor, en RPM					
	3 600	1 800	1 200	900	720	600
10	2.5	4	4	5	5	7.5
15	2.5	5	5	7.5	7.5	10
20	5	5	5	7.5	10	12.5
25	5	7.5	7.5	10	10	15
30	7.5	10	10	10	12.5	15
40	10	10	10	12.5	15	17.5
50	12.5	12.5	12.5	15	20	22.5
60	15	15	15	17.5	22.5	25
75	17.5	17.5	17.5	20	27.5	30
100	22.5	22.5	22.5	25	35	37.5
125	25	27.5	27.5	30	40	47.5
150	32.5	35	35	37.5	47.5	55
200	42.5	42.5	42.5	45	60	67.5

Cuando se pretende compensar individualmente un motor trifásico de inducción, cuya operación se efectúe por medio de un contactor tripolar, la conexión del capacitor, o banco de capacitores, puede efectuarse tal como se indica en la figura 12.

Con este tipo de conexión, los capacitores pueden quedar protegidos con los mismos fusibles del motor.

Además, es posible prescindir de las resistencias de descarga, ya que los capacitores pueden descargarse a través del devanado del motor.

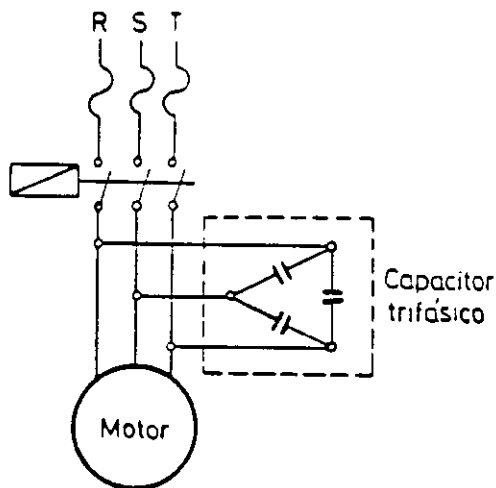


FIG. 12. Conexión de un banco de capacitores, acoplado a un motor de inducción trifásico con contactor tripolar

Cuando el motor esté protegido con elementos térmicos, es conveniente tener la precaución de cambiarlos, ajustándolos a la nueva corriente que toma el motor con los capacitores, la cual será considerablemente más baja que la del motor solo.

Cuando se usan arrancadores estrella-delta puede ocurrir que al cambiar de conexión en el arrancador, la pérdida de sincronismo entre la tensión residual de los capacitores y la tensión de la red, produzca una fuerte autoexcitación del motor en el momento de reestablecerse el contacto, originándose sobretensiones excesivas que puedan dañar las bobinas del motor.

Para evitar este problema, existen en el mercado arrancadores especiales para operar motores con capacitores. Sin embargo, es frecuente que, en la práctica, haya que instalar capacitores en motores con arrancadores normales.

Esto puede hacerse sin dificultades, si se observan las reglas siguientes:

a) En motores de potencia nominal inferior a 7.5 H.P. el problema no es grave y puede efectuarse la conexión indicada en la figura 13.

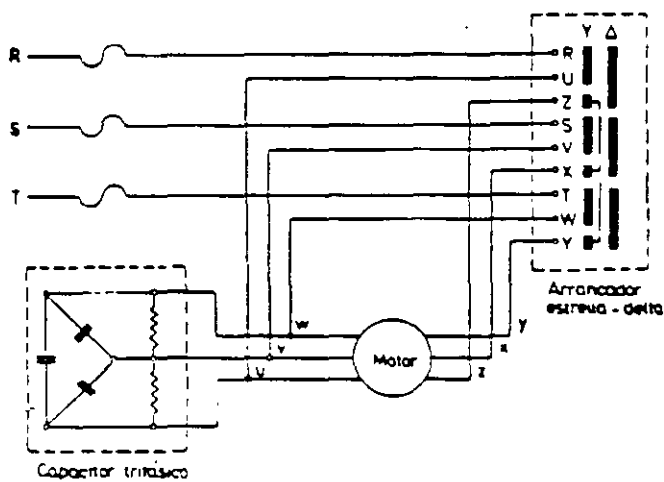


FIG. 13 Conexión de capacitores en paralelo con un motor de potencia inferior a 7.5 H.P., con arrancador estrella-delta normal

En este caso, cada fase del capacitor o capacitores instalados, queda en vacío en el momento del cambio de conexión, manteniendo un cierto potencial en las bobinas del motor. Sin embargo, la autoexcitación provocada no es peligrosa mientras la potencia nominal del motor no sobrepase el límite mencionado.

Al desconectarse el motor, las fases de los capacitores vuelven a quedar en vacío y en serie con los arrollamientos del motor.

Esto hace que sea necesario instalar resistencias de descarga.

b) En motores cuya potencia nominal esté comprendida entre 7.5 y 25 H.P., pueden instalarse capacitores monofásicos conectados tal como se indica en la figura 14.

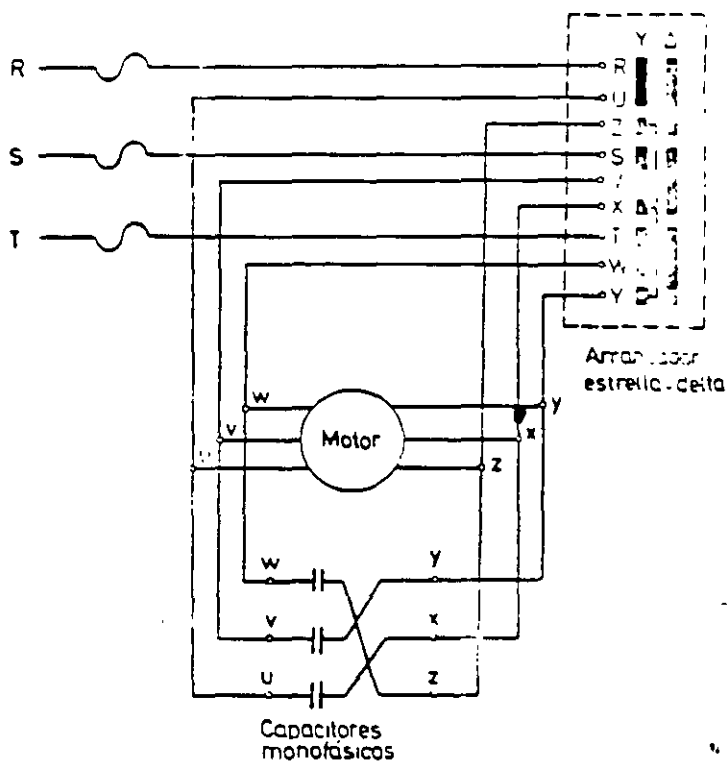


FIG. 14 Conexión de capacitores en paralelo con un motor de 7.5 a 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

En este caso, cada capacitor queda conectado permanentemente en paralelo con un arrollamiento del motor. De esta forma, puede producirse una descarga rápida a través de dicho arrollamiento.

Por la misma razón, puede prescindirse de las resistencias de descarga.

c) En motores de potencia nominal superior a 25 H.P., los capacitores deben conectarse con un capacitor adicional, una vez que el arrancador estrella-delta ha pasado a posición delta.

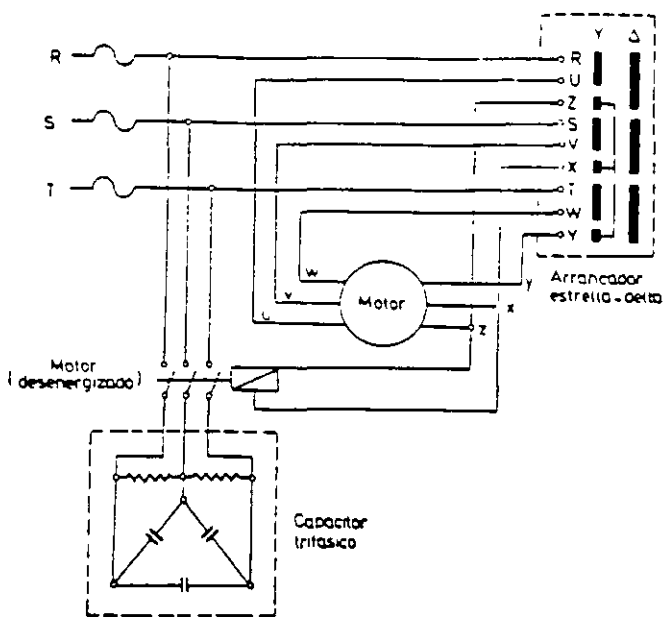


FIG. 15. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de más de 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

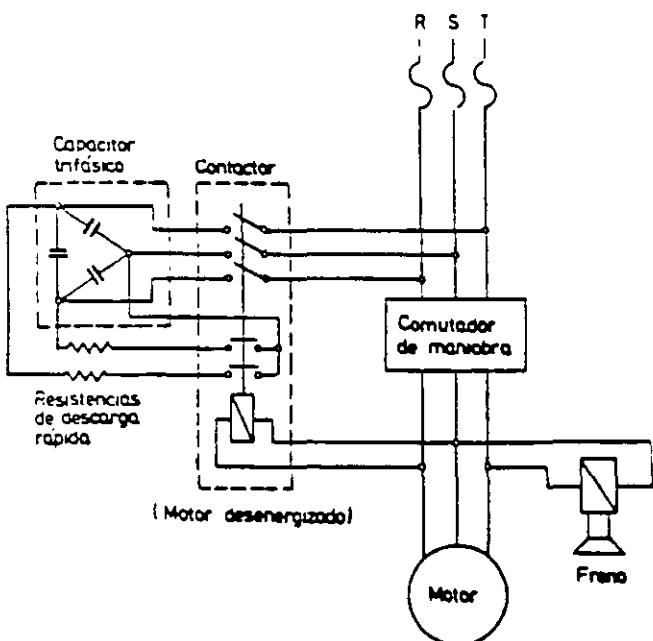


FIG. 16. Instalación de capacitores en paralelo con el motor de un equipo de elevación

En la figura 15 se muestra un diagrama de conexión típico para este caso

Con esta conexión son necesarias las resistencias de descarga.

Cuando se instalan capacitores en motores de equipos de elevación: grúas, funiculares, ascensores, etc., se utiliza una conexión análoga a la de este último caso.

Una característica común de estos equipos es el contar con un freno de electroimán que actúa cuando el motor queda desenergizado. Como el electroimán va conectado en paralelo con los bornes del motor, si no se usara un contactor adicional para los capacitores, éstos provocarían una tensión residual sobre el electroimán que impediría su actuación.

Este problema se resuelve recurriendo a una conexión tal como la indicada en la figura 16

Como estos equipos suelen operarse de una forma intermitente, con intervalos de tiempo muy cortos para entrar y salir de operación, es preciso instalar unas resistencias especiales de descarga rápida, tales como las que aparecen en la figura.

G. Compensación de transformadores

Cuando se quiere corregir el factor de potencia de un transformador, por medio de capacitores instalados en el lado de baja tensión, debe procurarse que la potencia reactiva de los capacitores no sea mayor que el 10% de la potencia nominal del transformador. De esta forma se evitan problemas de resonancia y se reducen las pérdidas de energía en el transformador cuando éste funciona en vacío.

TABLA III. Potencia reactiva necesaria en capacitores para compensar transformadores. Potencia reactiva en KVAR

Potencia del transformador KVA	Voltaje de la línea, en KV		
	5/13	15/23	25/34
25	2	2.5	3
50	3.5	5	6
75	5	6	7
100	6	8	10
160	10	12.5	15
250	15	18	22
315	18	20	24
400	20	22.5	28
630	28	32.5	40

En la tabla III se da una orientación sobre el orden de magnitud de la potencia reactiva que debe instalarse en capacitores, en función de la potencia nominal del transformador y el voltaje de línea.

Cuando se efectúe este tipo de instalación, el banco

de capacitores debe conectarse a la red a través de fusibles.

Es preciso usar resistencias de descarga, ya que la apertura de un fusible evitaría la descarga a través del transformador.

VIII Instalación de capacitores en alta tensión

A. Alambrado

Según normas americanas, se denominan capacitores de potencia de alta tensión aquellos cuyo voltaje nominal oscila entre 2,400 volts y 19,920 volts, tomando cualquiera de los voltajes nominales entre fase y neutro de las líneas de distribución de hasta 34.5 KV.

Se fabrican en unidades monofásicas de 50 KVAR, 100 KVAR, 150 KVAR, 200 KVAR, 300 KVAR y 400 KVAR y en unidades trifásicas de 300 KVAR, siendo las unidades monofásicas de 100 KVAR y 150 KVAR, las de uso más común.

Normalmente, los bancos de capacitores de alta tensión se conectan en estrella, en ambas combinaciones de neutro flotante o neutro conectado a tierra. La conexión en delta se reduce, prácticamente, a los bancos instalados en líneas de 2,400 volts. La razón primordial de esta práctica, es el buscar una mayor economía en los fusibles de protección del banco de capacitores.

La decisión de dejar el neutro flotante o conectado a tierra está sujeta, principalmente, a las consideraciones siguientes:

- a) Conexión a tierra del sistema.
 - b) Economía de los fusibles.
 - c) Economía del dispositivo de conexión y desconexión.
 - d) Calibración de los relevadores de protección del sistema.
 - e) Interferencias por armónicas.
- a) Conexión a tierra del sistema:

El sistema puede ser aislado, conectado a tierra en los transformadores de las subestaciones (directamente, o a través de una cierta impedancia), o conectado a tierra en múltiples puntos, a lo largo de las líneas de distribución.

Los capacitores deben conectarse con el neutro flotante siempre que se instalen en sistemas aislados o con los neutros de los transformadores conectados a tierra a través de una impedancia. De esta forma se evita el paso de corrientes armónicas excesivas a través de los capacitores.

A veces, puede resultar conveniente el conectar el neutro a tierra, ya sea para facilitar el accionamiento de los fusibles, o bien, para evitar sobrevoltajes excesivos en los momentos de la conexión y desco-

nexión de bancos de capacitores instalados en líneas de un voltaje elevado. Esta conexión sólo puede efectuarse cuando se instalan los capacitores en líneas conectadas a tierra en múltiples puntos, o en subestaciones con los neutros de los transformadores conectados a tierra directamente.

Sin embargo, la conexión con neutro flotante resulta recomendable incluso para las instalaciones de capacitores en sistemas ligados a tierra, ya que para ciertas relaciones de impedancia de secuencia cero a impedancia de secuencia positiva de estos sistemas, un fallo en las líneas puede originar sobrevoltajes peligrosos para el banco de capacitores, si su neutro se encuentra conectado a tierra.

b) Economía de los fusibles:

El costo de los fusibles de protección de un banco de capacitores está relacionado directamente con las corrientes de cortocircuito que se presentan al fallar un capacitor. Estas, a su vez, están relacionadas con el tipo de conexión efectuada con los capacitores.

En caso de utilizarse una conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase, tal como se muestra en la figura 17, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor depende, esencialmente, de que el neutro se deje flotante o conectado firmemente a tierra. En el primer caso, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado en cualquier fase, antes de que llegue a actuar el fusible, está limitada por la impedancia de las otras dos fases de la estrella y se reduce, aproximadamente, a un valor de tres veces la corriente nominal de la fase. Normalmente esto significa corrientes de fallo bastante bajas, que pueden interrumpirse con fusibles tipo expulsión, de bajo costo. En el segundo caso, el fallo de un capacitor implica un cortocircuito de fase a tierra, que si excede de 5,000 amperes asimétricos, con capacitores de 100 KVAR o 6,000 amperes, con capacitores de 150 KVAR, debe ser interrumpido por medio de fusibles de potencia limitadores de corriente, cuyo costo es bastante más elevado que el de los fusibles tipo expulsión.

Por consiguiente, bajo el punto de vista de una protección mas económica, la conexión en estrella con neutro flotante puede resultar ventajosa frente a la conexión en estrella con neutro conectado a tierra.

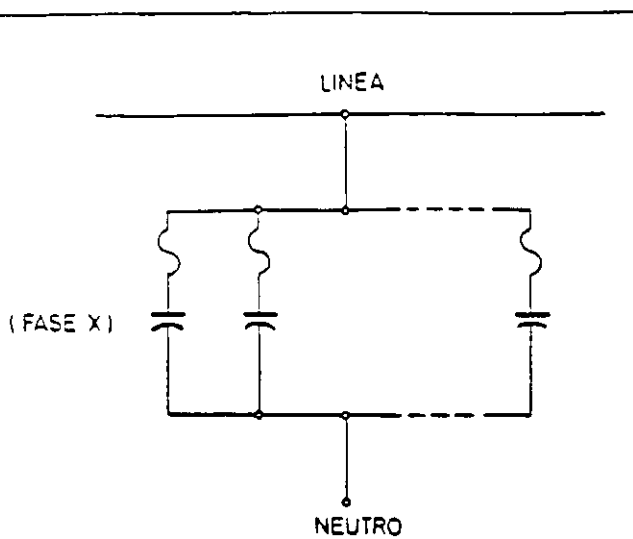


FIG. 17 Conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase. Apropriada para líneas de hasta 34.5 KV.

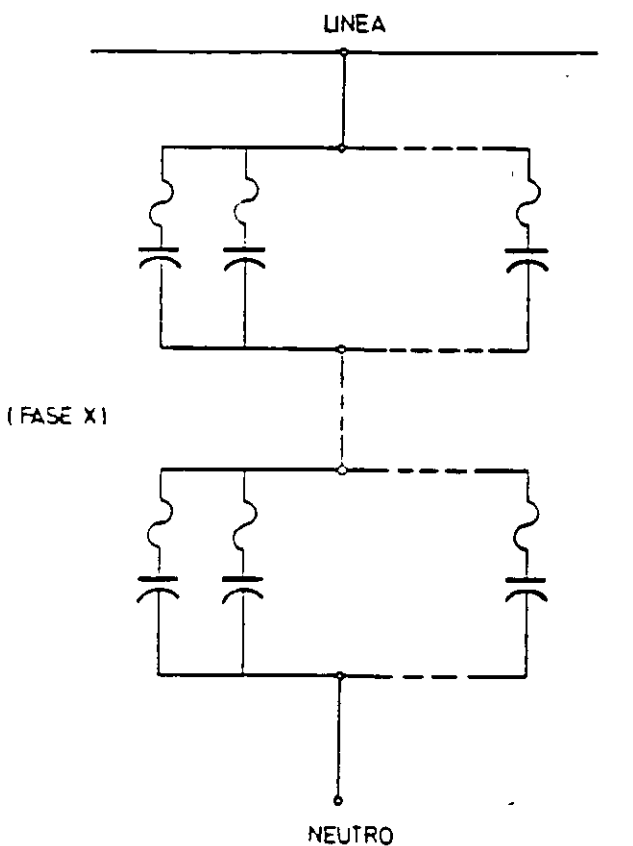


FIG. 18. Conexión en estrella, con varias filas de capacitores, en serie, por fase. Apropriada para líneas de más de 34.5 KV

En caso de utilizarse una conexión en estrella, con varias filas de capacitores conectados en serie en cada fase, tal como se muestra en la figura 18, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor en cualquier fila de alguna de las fases, está limitada por las impedancias de las otras filas de capacitores conectados en serie en dicha fase.

Por consiguiente, cuando se usa este tipo de conexión, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado, antes de actuar el fusible, es poco variable respecto al hecho de dejarse el neutro flotante o conectado a tierra. Consecuentemente, el costo de los fusibles resulta prácticamente independiente del tipo de conexión del neutro.

Cuando se instalan capacitores en paralelo en una misma fase, debe prevenirse que en caso de fallar un capacitor, además de la corriente de cortocircuito asociada con la red de alimentación, existe un flujo instantáneo de corriente a través de la unidad fallada, originado por la descarga de los capacitores conectados en paralelo con dicha unidad. Estas corrientes, aunque se amortiguan en unas pocas milésimas de segundo, suelen ser de gran intensidad y de frecuencia elevada, no pudiendo ser interrumpidas por medio de fusibles tipo expulsión.

Este fenómeno no es de consecuencias graves si se tiene la precaución de no sobrepasar en capacitores instalados en paralelo, una capacidad de almacenamiento de energía eléctrica de 10,000 watts-segundo, aproximadamente.

La energía almacenable en una instalación particular puede calcularse por medio de la expresión:

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad [21]$$

siendo C la capacidad total de los capacitores instalados en paralelo y V el voltaje nominal de los capacitores multiplicado por $\sqrt{2}$ y por 1.1 (este último factor prevé que en el momento del fallo, los capacitores puedan estar operando al límite máximo de tolerancia de voltaje).

En la práctica, se considera recomendable no sobrepasar de 3,000 KVAR, la potencia reactiva instalada con capacitores en paralelo, si la protección se efectúa con fusibles tipo expulsión.

Para instalaciones de mayor capacidad, deben usarse fusibles de potencia limitadores de corriente, con capacidad para interrumpir corrientes de alta frecuencia.

c) Economía del dispositivo de conexión y desconexión:

Los voltajes de recuperación que se presentan entre los contactos del dispositivo de conexión y desconexión son más altos cuando se deja el neutro flotante que cuando se conecta el neutro a tierra.

Para voltajes de líneas inferiores a 46 KV, esta diferencia no es significativa y no merece tomarse en cuenta, siempre que el banco de capacitores se opere

con desconectores o interruptores diseñados especialmente para operar con cargas capacitivas puras.

Para bancos de gran potencia reactiva o bancos conectados a líneas de más de 46 KV, el dispositivo de conexión y desconexión suele resultar más caro al tener que operar un banco con el neutro flotante.

Para voltajes de línea de más de 100 KV, la conexión del neutro a tierra resulta prácticamente imprescindible, por razones de costo del dispositivo de conexión y desconexión.

Para niveles de voltaje superiores a 300 KV, los únicos interruptores disponibles en el mercado, son para usarse en bancos con neutro conectado a tierra.

d) Calibración de los relevadores de protección del sistema:

La conexión del neutro a tierra en un banco de capacitores instalado en una subestación puede afectar al sistema de protección por relevadores, debido a que introduce un nuevo camino por el que pueden fluir las corrientes de secuencia cero, en el momento de un cortocircuito.

Sin embargo, en la práctica, sólo en muy raras ocasiones ha significado esto una necesidad de recalibrar los relevadores.

e) Interferencias por armónicas:

La conexión del neutro a tierra constituye un paso para las corrientes terceras armónicas y armónicas múltiplos de tres. Estas corrientes pueden causar interferencias en líneas telefónicas tendidas junto a las líneas eléctricas.

Sin embargo, este fenómeno raras veces resulta lo suficientemente significativo como para influir en el tipo de conexión del neutro.

Por último, cabe mencionar diversos detalles de alambrado, análogos a los ya mencionados para las instalaciones de capacitores en baja tensión. A saber:

La corriente nominal del cableado, equipos de conexión y desconexión, cuchillas desconectoras... etc., no debe ser inferior al 135% de la corriente nominal del banco de capacitores. Se excluyen los fusibles, cuya corriente nominal mínima admisible depende del tipo de conexión efectuada con los capacitores, pero que en ningún caso debe ser inferior al 150% de la corriente nominal de los mismos.

El voltaje nominal de los desconectores, cuchillas, fusibles... etc., debe ser el adecuado para el voltaje de línea a que se vayan a conectar los capacitores.

En alta tensión, los capacitores de potencia suelen llevar resistencias de descarga internas que aseguran que el voltaje entre bornes baja a menos de 50 volts, durante cinco minutos después de haber sido desenergizados. Los capacitores fabricados bajo normas americanas no suelen llevar instalados fusibles internos.

En los bancos fijos deben instalarse cuchillas desconectoras que, independientemente de que tengan

o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que este pueda quedar desenergizado para operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

En los bancos desconectables deben instalarse cuchillas desconectoras que permitan dejar desenergizado tanto el banco de capacitores, como el desconector o el interruptor con que se opera dicho banco.

En el caso de bancos fijos, o en el de bancos desconectables operados por medio de un desconector (sin capacidad interruptiva), deben instalarse fusibles de grupo, capaces de interrumpir las corrientes de cortocircuito en el punto de instalación del banco de capacitores. Estos fusibles suelen asociarse con las cuchillas desconectoras, instalándose cuchillas cortacircuitos fusibles.

El alambrado de un banco de capacitores debe diseñarse de tal forma que sean fácilmente desconectables y reemplazables las unidades que lo componen, con la finalidad de facilitar el mantenimiento y no entorpecer la continuidad de operación del sistema eléctrico al que se encuentre conectado el banco.

Normalmente, los bancos de capacitores de potencia para alta tensión se instalan a la intemperie. En casos de instalaciones al interior, o en gabinetes, deben tomarse las medidas adecuadas para asegurar una ventilación correcta del banco, de acuerdo con las normas de fabricación de los capacitores.

B. Aislamiento del bastidor

Al instalar un banco de capacitores en alta tensión, los capacitores suelen montarse sobre bastidores de acero o de aluminio estructural que también pueden servir para soportar la acometida y el alambrado del banco, así como el resto del equipo de control... etc. En algunos países, se ha generalizado el montaje en gabinetes a la intemperie.

Estos bastidores pueden colocarse sobre el terreno, si se instala una barda protectora alrededor de los mismos, o bien, montados en postes o en subestructuras especiales que los eleven del piso a las alturas de seguridad reglamentarias, según el voltaje.

En bancos cuyo alambrado incluye barras colectoras de cobre o aluminio, fusibles individuales... etc., es normal que exista una cantidad considerable de superficies energizadas distribuidas por todo el banco y expuestas a la intemperie, que aumentan la probabilidad de un contacto accidental entre alguna fase y el bastidor. En estos casos, es práctica común el instalar el bastidor aislado de tierra, con la finalidad de impedir algún posible cortocircuito de fase a tierra.

Cuando se instalan bancos de capacitores de gran potencia reactiva, cuyo tamaño hace todavía más probable un contacto accidental de alguna fase al bastidor, se acostumbra a instalar cada fase en un bastidor distinto, aislando estos bastidores entre sí, así como todo el conjunto de tierra. De esta forma se disminuye la

probabilidad de que ocurra un cortocircuito entre fases, o entre alguna fase y tierra.

Sin embargo, estas medidas de seguridad no implican que se anule completamente la posibilidad de un cortocircuito, por lo que debe instalarse, de todas formas, la protección adecuada, ya sea por medio de relevadores o de fusibles.

Además, en los casos en que se decida aislar de tierra el bastidor, o bastidores, en que se encuentra montado el banco de capacitores, debe prevenirse la instalación de cuchillas de puesta a tierra que permitan descargar los bastidores de las cargas estáticas que puedan haber almacenado en operación, así como se descargan las partes vivas del banco antes de cualquier operación de mantenimiento.

En bancos de capacitores de pequeña potencia reactiva, cuyo alambrado suele ser bastante simple, se acostumbra a conectar a tierra el bastidor, independientemente de que el neutro se instale flotante o conectado a tierra. Este es el caso típico de los bancos de capacitores, tipo poste, instalados a lo largo de líneas de distribución.

Existe también otro tipo de consideraciones importantes que pueden afectar la determinación de conectar a tierra los bastidores de estos bancos de capacitores tipo poste, cuando se operan por medio de desconectores. En estos casos, el desconector (o juego de desconectores monofásicos) suele ir montado sobre el mismo bastidor del banco, de forma que su circuito de control queda unido a dicho bastidor. Este circuito se conecta al control automático del que parten las señales de operación del banco y que a su vez, se encuentra conectado a una línea secundaria de control, ligada a tierra. Si el bastidor no se encuentra también conectado a tierra, pueden aparecer fuertes sobrevoltajes sobre el control automático, principalmente durante las operaciones de conexión y desconexión, que pongan en peligro su seguridad.

Pueden hacerse consideraciones análogas en el caso de líneas de 23 KV o 34.5 KV, que se encuentren ligadas a tierra únicamente en las subestaciones. Si la alimentación del circuito de control del banco de capacitores se va a obtener de una línea secundaria de control, es importante que el tanque del desconector (o bien, el bastidor del banco, si el desconector está montado sobre el mismo) se encuentre unido a la misma tierra de la línea de control.

En bancos de capacitores cuyos bastidores se instalen aislados de tierra (principalmente, grandes bancos tipo subestación), debe tomarse la precaución de no instalar sobre el mismo bastidor del banco, ni desconectores, ni transformadores de corriente o de potencial, ni pararrayos, ni cualquier otro equipo cuyo circuito de control o circuito secundario pueda anular el aislamiento a tierra de dichos bancos.

Una alternativa consiste en usar transformadores de potencial, con aislamiento adecuado, para alimentar los

circuitos de control de los equipos que vayan montados sobre el bastidor.

C. Bancos fijos y desconectables

Se denominan bancos de capacitores fijos aquellos que quedan conectados permanentemente a la línea y para los cuales no se prevén más que algunas operaciones de conexión y desconexión al año. Normalmente, se conectan a través de cuchillas desconectoras o cuchillas cortocircuitos fusibles.

Los bancos fijos se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- Quando la demanda de potencia reactiva de la carga que se pretende compensar es poco variable.
- Quando se pretende reducir pérdidas por efecto Joule, o bien, aumentar la capacidad de carga de transformadores y generadores, contándose con una carga global poco variable.
- Quando se trata de elevar los niveles de voltaje en líneas de transmisión y distribución.

Se denominan bancos de capacitores desconectables aquellos que están planeados para entrar y salir de operación frecuentemente, ya sea de forma automática o manual. Normalmente, se operan por medio de desconectores diseñados especialmente para operar con cargas capacitivas puras. En algunas ocasiones también se operan por medio de interruptores.

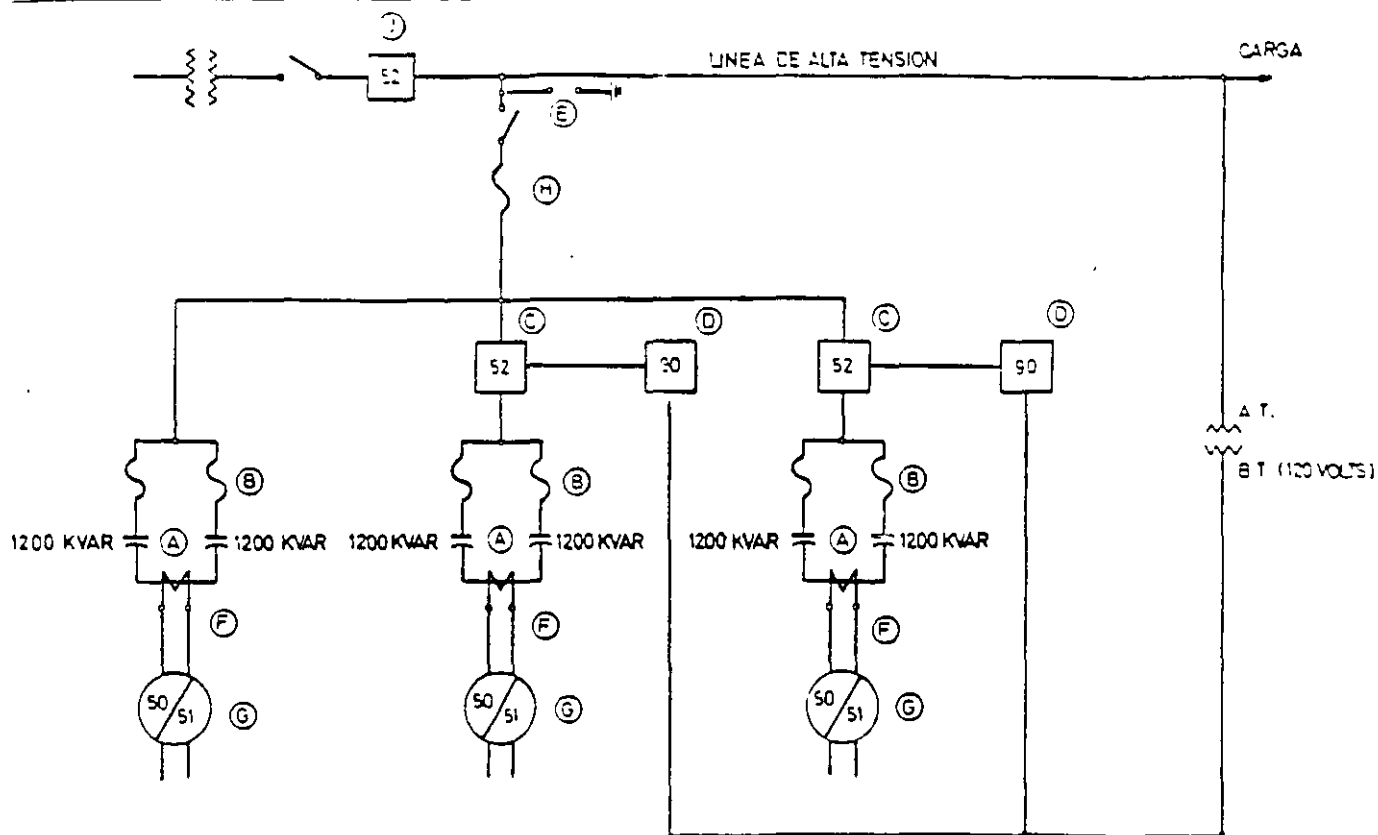
Los bancos desconectables se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- Quando se pretende compensar cargas fuertemente variables, ya sea con la finalidad de corregir el factor de potencia, reducir pérdidas eléctricas, o aumentar la capacidad de carga del sistema.
- Quando se trata de mejorar la regulación de voltaje en líneas de transmisión y distribución.

Al compensar cargas industriales no es raro encontrarse con la necesidad de instalar bancos de capacitores divididos en una sección fija y varias secciones desconectables, capaces de entrar y salir de operación, según sean las necesidades de la carga. La figura 19 ilustra el alambrado de un banco de este tipo.

D. Resonancia con los transformadores.

En la práctica, cuando se instalan capacitores de alta tensión en el lado secundario de los transformadores de potencia de las subestaciones, no existe peligro de resonancia con los transformadores, siempre que los capacitores operen en paralelo con la carga. Puede existir peligro de resonancia si los capacitores operan en vacío y la potencia reactiva instalada en capacitores es del mismo orden de magnitud que la potencia nominal



- | | | | |
|---|--|---|--|
| A | Capacitores de potencia | F | Transformador de corriente |
| B | Fusibles individuales | G | Relé de corriente, para protección por desbalanceo |
| C | Desconectador | H | Fusibles de protección en grupo |
| D | Control automático, sensible a voltaje | J | Interruptor general. |
| E | Pararrayos autovalvulares | | |

FIG. 19. Banco de capacitores de potencia, en alta tensión, dividido en una sección fija y dos secciones desconectables, operadas automáticamente

de los transformadores. Sin embargo, estas circunstancias no suelen presentarse en la práctica y debe tratarse de que sean evitadas.

La figura 20 muestra un caso ideal de un transformador de potencia que alimenta una carga puramente inductiva, de inductancia L_C , compensada por una batería de capacitores de potencia, de capacitancia C .

La figura 21, muestra el circuito equivalente al representado en la figura 20. La inductancia del secundario del transformador está representada por L_T y $v(t)$ es el voltaje transferido del primario, que al tratarse de un circuito de corriente alterna puede representarse por la función:

$$v(t) = V_0 \text{ sen } \omega t$$

El voltaje entre bornes del secundario del transformador v_{ab} vendrá dado por la expresión:

$$v_{ab}(t) = \frac{1 - \omega^2 C L_C}{1 - \omega^2 C L_E} \frac{L_T}{L_T + L_C} V_0 \text{ sen } \omega t \quad [22]$$

donde

$$L_E = \frac{L_T L_C}{L_T + L_C}$$

Como la finalidad de los capacitores es compensar la carga inductiva L_C , a la frecuencia nominal ω_N de la red, debe verificarse:

$$\frac{1}{\omega_N C} \approx \omega_N L_C$$

O bien:

$$1 - \omega_N^2 C L_C \approx 0$$

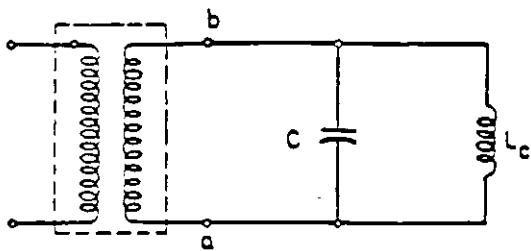


FIG. 20 Caso ideal de un transformador alimentando una carga inductiva, compensada con capacitores

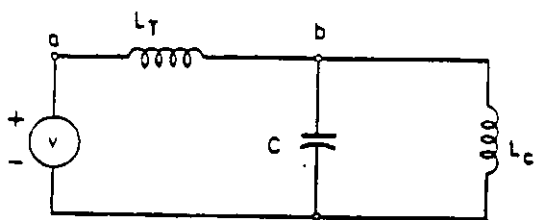


FIG. 21. Circuito equivalente al representado en la figura 20

Es decir, que a la frecuencia nominal del sistema no existe peligro de resonancia, sino un efecto de atenuación ocasionado por el factor $1 - \omega^2 C L_c$, de la expresión [22].

La frecuencia de resonancia ω_0 , viene dada por la expresión:

$$1 - \omega_0^2 C L_E = 0$$

Como la potencia nominal del transformador debe ser mayor que la de la carga, se debe verificar:

$$\frac{V_N^2}{X_T} > \frac{V_N^2}{X_L}$$

Siendo X_T y X_L las reactancias del transformador y de la carga, respectivamente y V_N el voltaje nominal del sistema. Esta relación implica que $L_T < L_c$ y por consiguiente, que $L_E \ll L_c$. Por tanto:

$$\omega_0 \gg \omega_N$$

Es decir, la resonancia sólo es posible a frecuencias relativamente altas y no constituye un peligro en la operación normal de los capacitores.

Si los capacitores operasen en vacío, el voltaje v_{nb} entre bornes del transformador sería:

$$v_{nb}(t) = - \frac{\omega^2 C L_T}{1 - \omega^2 C L_T} V_0 \sin \omega t \quad [23]$$

En este caso, la frecuencia de resonancia viene dada por la expresión:

$$1 - \omega_0^2 C L_T = 0$$

Si a la frecuencia nominal de la red, la potencia reactiva de los capacitores es del mismo orden de magnitud que la potencia nominal de los transformadores, se tiene:

$$\frac{V_N^2}{X_T} \approx \frac{V_N^2}{X_C}$$

Siendo X_C la reactancia de los capacitores.

De esta expresión se deduce:

$$1 - \omega_0^2 C L_T \approx 0$$

Es decir, existiría el peligro de que se presentase el fenómeno de resonancia a la frecuencia nominal de la red, o con alguna de las armónicas de primer orden.

IX. Conexión y desconexión

A. Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables

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

a) Demanda variable de potencia reactiva.

Las grandes plantas industriales, instalaciones de hornos metalúrgicos, equipos de laminación, instalaciones de bombeo, aire acondicionado, sistemas de refrigeración . . . , etc., representan cargas con una demanda de potencia reactiva considerablemente variable para los sistemas de distribución de energía eléctrica. Los capacitores de potencia desconectables pueden proveer esta potencia reactiva en los momentos de mayor necesidad, saliendo fuera de operación al disminuir la demanda.

b) Regulación de voltaje.

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

c) Evitar un factor de potencia excesivamente adelantado en los generadores.

En los casos en que la cantidad de capacitores instalados en el sistema sea suficientemente elevada como para poder corregir el factor de potencia en los generadores a la unidad o a valores adelantados, puede ser necesario desconectar los capacitores en los momentos de baja carga a fin de evitar una excitación excesiva-

mente baja en los generadores. Esta circunstancia podría reducir el margen de estabilidad del sistema a valores peligrosos.

d) Reducción de pérdidas por efecto Joule.

A veces, puede ser necesario desconectar capacitores del sistema, en concordancia con la demanda de potencia reactiva en las líneas, a fin de minimizar pérdidas por efecto Joule producidas por corrientes tanto en atraso como en adelanto con respecto al voltaje.

e) Proporcionar subidas de voltaje en situaciones de emergencia.

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

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

f) Máxima utilización del equipo de potencia.

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

g) Control del flujo de corrientes reactivas en el sistema.

Instalando capacitores de potencia desconectables en puntos del sistema especialmente elegidos puede lograrse una mayor utilización de todas las partes del mismo, controlando el flujo de corrientes reactivas y manteniendo los niveles de voltaje.

Pueden existir otras muchas razones para el uso de capacitores de potencia desconectables. En cada caso

particular deben estudiarse cuidadosamente los factores técnicos y económicos, a fin de determinar la solución más adecuada.

B. Consideraciones importantes al elegir el equipo de conexión y desconexión

En los momentos de energizar o desenergizar un banco de capacitores pueden producirse sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios de gran intensidad. Esto es debido a la circunstancia de operarse una carga capacitiva prácticamente pura (corriente defasada noventa grados, en adelante, con respecto al voltaje) que además, cuenta con una gran capacidad para almacenar energía.

Si el equipo de conexión y desconexión con el que se operan los capacitores no es adecuado, estos sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios pueden ocasionar perturbaciones considerables en el sistema y en algunos casos, incluso el deterioro o el fallo del equipo de conexión y desconexión, de algún equipo adyacente o incluso de los mismos capacitores. Estas perturbaciones son tanto más críticas, cuanto más alto es el voltaje del banco de capacitores o mayor es la potencia reactiva del mismo.

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

1. Voltaje nominal.

El voltaje nominal del equipo de conexión y desconexión debe ser adecuado para el voltaje de la línea en que va a efectuarse la instalación.

2. Garantía del equipo para operar con cargas capacitivas puras.

En las instalaciones de alta tensión, debe comprobarse que el fabricante garantiza la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas puras y obtenerse información sobre la máxima potencia reactiva que se puede conectar y desconectar, para los diferentes voltajes de operación.

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

3. Corriente nominal.

En alta tensión, la corriente nominal del equipo de conexión y desconexión debe exceder en un 35%, como

mínimo, a la corriente nominal, por fase, del banco de capacitores que va a operar. El objeto de este margen es el tener en cuenta las tolerancias de fabricación de los capacitores, en cuanto a potencia reactiva se refiere (tolerancias normalmente positivas) y la posible operación a un 10% de sobrevoltaje.

En baja tensión, puede ser necesario tomar márgenes todavía mayores, dependiendo del tipo de equipo de conexión y desconexión elegido e incluso del tipo de instalación efectuado.

4. Corriente instantánea de conexión.

En el momento de conectar a la red un banco de capacitores se producen picos de corriente que, en la práctica, pueden llegar a alcanzar valores de 10 veces, o más, el valor de cresta de la corriente nominal del banco. La magnitud exacta de estos picos de corriente depende del tamaño del banco (potencia reactiva) y de la impedancia del sistema en el punto donde se efectúa la conexión.

Debe comprobarse que la corriente instantánea que garantiza el fabricante para el equipo de conexión y desconexión es igual o mayor que la representada por estos picos de corriente.

Estas corrientes instantáneas de conexión pueden presentar una severidad extrema cuando se energizan bancos de capacitores conectados en paralelo. La descarga de un banco de capacitores sobre otro puede originar corrientes de frecuencia elevada, con picos que excedan en 100 o 200 veces el valor de cresta de la corriente nominal de cualquiera de los bancos. Estas corrientes pueden llegar a destruir los equipos de conexión y desconexión en unas pocas operaciones e incluso pueden llegar a dañar los capacitores. Para evitar riesgos, debe comprobarse que la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas conectadas en paralelo es adecuada. Este dato suele proporcionarlo el fabricante, junto con la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas aisladas. Sin embargo, lo más práctico en cualquier caso, es calcular la corriente de conexión y asegurarse de que esta no excede los límites de corriente instantánea garantizados por el fabricante del equipo de conexión y desconexión. La corriente de conexión depende del tamaño de los bancos conectados en paralelo y de la inductancia del cableado interpuesto entre ambos bancos. Aumentando artificialmente esta inductancia, puede reducirse fácilmente la corriente instantánea de conexión a valores que resulten apropiados.

5. Corriente de corto tiempo.

Normalmente, para conectar y desconectar capacitores de potencia en alta tensión, se usan interruptores de baja capacidad interruptiva, o desconectores, a los que no se les exige capacidad interruptiva para corrientes de cortocircuito. El desconector, complementado con fusibles de potencia adecuados, suele proporcionar una solución segura y económica.

En baja tensión se adopta una solución análoga, usándose contactores y fusibles.

Como estos desconectadores y contactores deben ser capaces de resistir las corrientes de cortocircuito del sistema en posición de contactos cerrados, debe comprobarse que éstas no excedan a los valores de corriente de corto tiempo especificados por el fabricante.

6 Capacidad interruptiva

Cuando se decida operar los capacitores con un interruptor, éste debe contar con una capacidad interruptiva suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores.

Hay interruptores que cuentan con una cierta limitación para el producto corriente-frecuencia. En estos casos, también debe comprobarse que el límite impuesto por el fabricante no va a ser excedido.

C. Equipo de conexión y desconexión en baja tensión

En baja tensión, los capacitores de potencia se operan por medio de equipo de conexión y desconexión estándar, con la única precaución de que la corriente nominal de dicho equipo exceda a la corriente nominal del banco de capacitores en un margen de seguridad adecuado.

Cuando se instalan bancos fijos pueden usarse interruptores de cuchillas con fusibles, que permitan la conexión y desconexión esporádica del banco (por fines de mantenimiento, por ejemplo), ofreciendo también protección para un caso de cortocircuito. La corriente nominal de estas cuchillas debe exceder, como mínimo, en un 65% a la corriente nominal del banco de capacitores.

Cuando se instalan bancos desconectables (operaciones de conexión y desconexión continuadas) pueden usarse contactores magnéticos (o arrancadores) cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 50% a la corriente nominal del banco de capacitores. Como los contactores no proporcionan protección contra cortocircuitos, debe prevenirse la instalación adicional de una protección adecuada. Un interruptor de cuchillas adicional puede proporcionar dicha protección, por medio de sus fusibles, además de la posibilidad de aislar el contactor del sistema cuando sea necesario (para operaciones de mantenimiento, por ejemplo).

Los bancos de capacitores desconectables también pueden operarse por medio de interruptores magnéticos o termomagnéticos, o cualquier otro tipo de interruptor de potencia para bajo voltaje, cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 35% a la corriente nominal del banco de capacitores.

En el caso particular de los interruptores termomagnéticos de caja moldeada, la corriente nominal del interruptor debe exceder, como mínimo, en un 85% a la corriente nominal del banco de capacitores. Debe prevenirse este mismo margen, cuando se usan contactores

o interruptores instalados en el interior de gabinetes de control

Para la conexión y desconexión de capacitores en paralelo (bancos de capacitores divididos en secciones desconectables) existen contactores especiales que limitan la corriente de conexión, por medio de una resistencia que se intercala automáticamente en el circuito en el momento inicial de la conexión. También puede usarse equipo estándar cuya capacidad para soportar corrientes instantáneas sea apropiada para cada caso particular, o bien se instale en serie con unas inductancias capaces de amortiguar las corrientes de conexión, reduciéndolas a valores apropiados para el contactor.

D. Equipo de conexión y desconexión en alta tensión

La corriente nominal del equipo de conexión y desconexión usado para operar bancos de capacitores en alta tensión, debe exceder en un 35%, como mínimo, a la corriente nominal del banco de capacitores.

En instalaciones de bancos fijos, de pequeño tamaño, pueden usarse cuchillas desconectoras, o bien, cuchillas cortacircuitos fusibles, que incorporan protección de grupo al medio de desconexión. La corriente de corto tiempo que sean capaces de soportar estas cuchillas debe ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores. En caso de usarse cuchillas cortacircuitos fusibles, éstas deben contar con una capacidad interruptiva apropiada a la magnitud del cortocircuito del sistema.

Normalmente, la conexión y desconexión esporádica de bancos de capacitores por medio de cuchillas se efectúa hasta voltajes de línea que no exceden a 25 KV.

Para operar bancos de capacitores desconectables se usan desconectadores (sin capacidad para interrumpir corrientes de cortocircuito) o interruptores (con capacidad interruptiva) que interrumpen el arco por medios diversos: Cámaras de aceite, cámaras de vacío, aire comprimido, aire ionizado o exafluoruro de azufre.

El desconectador (o interruptor, en su caso) en aceite, es el equipo que resulta normalmente más económico como medio de conexión y desconexión de bancos de capacitores en alta tensión. Aunque para los voltajes más bajos puede usarse equipo estándar, lo más recomendable es usar equipo que ha sido diseñado especialmente para operar con cargas capacitivas puras. Para líneas cuyo voltaje no exceda a 14.4 KV, pueden usarse desconectadores monofásicos de bajo costo. Para líneas de hasta 34.5 KV y bancos de pequeño tamaño, pueden usarse desconectadores trifásicos, también de un costo relativamente bajo. Para líneas de más de 34.5 KV (hasta 345 KV) pueden usarse interruptores trifásicos.

Los desconectadores de cámaras de vacío resultan económicos y apropiados para operar bancos de capacitores de tamaño mediano y voltajes de línea de hasta 34.5 KV. Aunque en la práctica se han observado rear-

queos en el momento de la conexión, ocasionador por rebotes de los contactos, normalmente estos desconectadores operan libres de rearqueos.

Los interruptores de aire comprimido tienen una capacidad interruptiva, libre de rearqueos, muy eficaz. Se usan hasta voltajes de línea de 34.5 KV.

Los interruptores con cámaras de aire ionizado pueden usarse para operar bancos de capacitores, aunque no operan libres de rearqueos. Sin embargo, se ha observado que en la práctica no producen sobrevoltajes muy violentos. Se usan hasta voltajes de línea de 138 KV.

Los interruptores con cámaras de exafluoruro de azufre de diseño estándar, operan prácticamente libres de rearqueos y resultan muy apropiados para la conexión y desconexión de bancos de capacitores de potencia. Se usan hasta en voltajes de línea de 345 KV.

E. Energización de un banco aislado.

Al energizar bancos de capacitores, éstos toman corrientes transitorias cuya magnitud puede llegar a ser bastante elevada. En el momento de cerrar el circuito, un banco de capacitores descargado hace bajar momentáneamente a cero el voltaje de la línea en el punto de instalación y esto representa para el sistema un cortocircuito aparente. Si los capacitores se encontraban cargados antes de conectarse a la línea, puede ocurrir que en el momento de la conexión sea distinta la polaridad del voltaje de los capacitores y la del voltaje de la línea, produciéndose corrientes de conexión todavía más violentas.

La figura 22 muestra un esquema representativo de la conexión de un banco de capacitores aislado. En dicha figura, L representa la inductancia de la línea, de los transformadores y del generador. La corriente de conexión máxima se produce cuando se cierra el circuito en un momento en que la línea se encuentra a voltaje de cresta. Esta corriente puede calcularse por medio de la expresión.

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} I_n \left[1 + \sqrt{\frac{KV_{\text{Acc}}}{KVAR}} \right] \quad [24]$$

donde I_n es la corriente nominal del banco, KV_{Acc} representa la potencia de cortocircuito trifásico del sistema en el punto de instalación de los capacitores y la magnitud $KVAR$ representa la potencia reactiva total del banco de capacitores, independientemente de que éste sea monofásico o trifásico, o esté conectado en delta o en estrella.

La expresión [24] está calculada suponiendo que el banco de capacitores se encuentra descargado en el momento de la conexión. De lo contrario, podrían producirse corrientes de un valor doble que el calculado por medio de esta expresión.

En la práctica, los picos de corriente originados en la conexión de bancos de capacitores, toman valores de 5 a 15 veces la corriente nominal del banco.

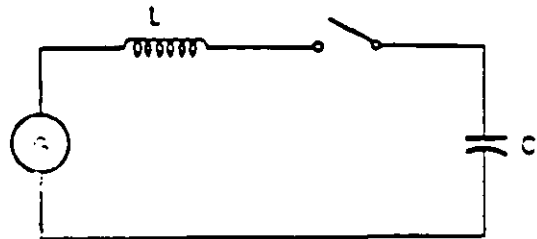


FIG. 22. Conexión de un banco de capacitores aislado.

El efecto que estas corrientes producen sobre el equipo de conexión y desconexión depende de la frecuencia con que se opere el banco de capacitores. Para operaciones muy frecuentes, pueden requerirse condiciones especiales en cuanto al mantenimiento del equipo e incluso al diseño o selección del mismo.

En la figura 23 se muestra gráficamente qué picos de corriente máximos pueden producirse al conectar capacitores a tres sistemas de diferentes voltajes, según sean las corrientes de cortocircuito trifásico de dichos sistemas en el punto de instalación de los capacitores. Se considera como pico de corriente máximo a la suma del valor de cresta de la corriente nominal del banco de capacitores, más el valor de cresta de la corriente transitoria calculada según el esquema de la figura 22.

La frecuencia de dicha corriente transitoria puede calcularse por medio de la expresión:

$$f = f_0 \sqrt{\frac{KV_{\text{Acc}}}{KVAR}} \quad [25]$$

donde f_0 es la frecuencia nominal del sistema.

Si los capacitores se encuentran descargados inicialmente, el sobrevoltaje transitorio máximo producido en el momento de la conexión puede llegar a ser, teóricamente, dos veces el voltaje de cresta del sistema. Si los capacitores se encuentran cargados al mismo voltaje que el voltaje del sistema en el momento de la conexión, no se produce ningún sobrevoltaje. Si en el momento de conectar se encontrase el sistema en su voltaje de cresta, estando los capacitores cargados a este mismo voltaje pero con polaridad inversa, el sobrevoltaje transitorio puede alcanzar un valor de tres veces dicho voltaje de cresta.

En la práctica, los sobrevoltajes máximos observados en el momento de la conexión, son de 1.8 veces el voltaje de cresta, en la conexión de bancos descargados y 2.7 veces el voltaje de cresta, al conectar bancos de capacitores sin descargar.

F. Energización de bancos en paralelo.

Cuando se energiza un banco de capacitores en las proximidades de otro banco que se encuentra en ope-

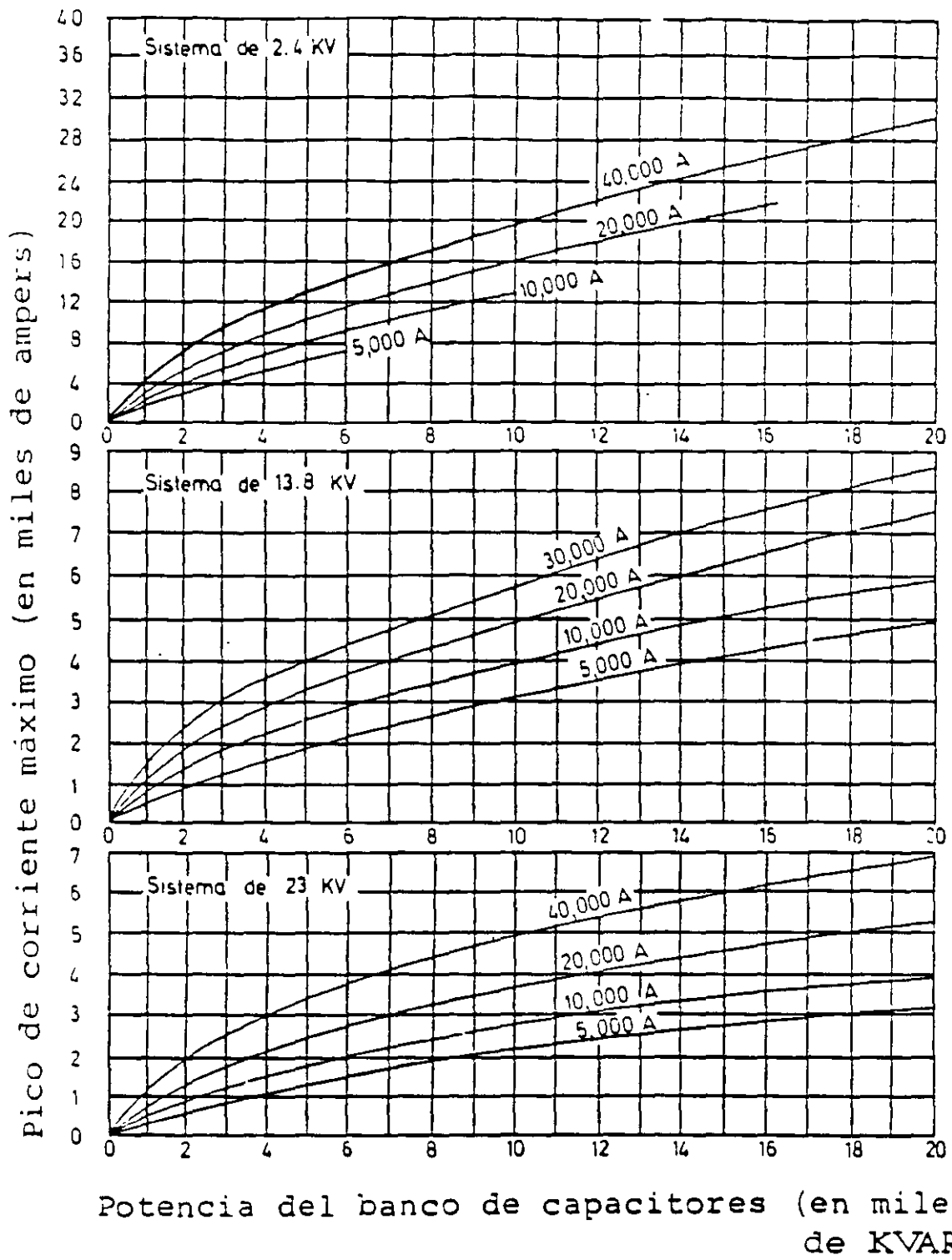


FIG. 23. Pico de corriente máximo originado al energizar un banco de capacitores

ración. pueden producirse sobrecorrientes instantáneas de magnitud extraordinariamente elevada.

La figura 24 muestra un esquema representativo de la conexión de dos bancos de capacitores en paralelo. C_1 representa la capacitancia, por fase, del banco que se encuentra en operación, C_2 es la capacitancia de cada fase del banco que se va a energizar y L la inductancia de los cables, o tramos de barras, interpuestos entre ambos bancos de capacitores.

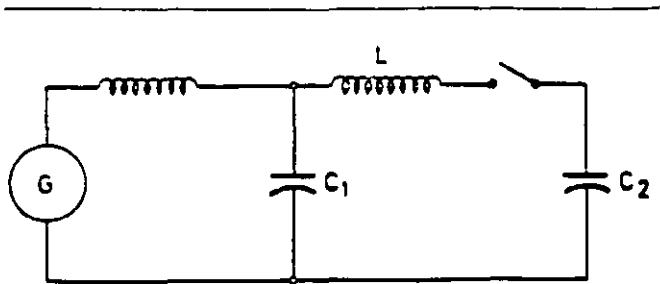


FIG. 24 Conexión de bancos de capacitores en paralelo

En estos casos, el cortocircuito aparente provocado por la conexión del banco C_2 es alimentado, prácticamente en su totalidad, por la energía almacenada en el banco C_1 . Esto es debido a que la reactancia representada por la inductancia L , normalmente, es mucho más pequeña que la reactancia interpuesta entre los capacitores y el generador. En la práctica, los cables desnudos, o las barras, usados en el alambrado de los bancos pueden contar con una inductancia de 1 microhenrio por metro, aproximadamente. Los cables trifásicos aislados cuentan con una inductancia todavía menor: 0.3 microhenrios por metro, aproximadamente.

El pico de corriente máximo que toma el banco C_2 , ocurre cuando dicho banco se energiza encontrándose la red a su voltaje de cresta. Puede calcularse por medio de la expresión:

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} V_N \sqrt{\frac{C_T}{L}} \quad [26]$$

siendo

$$C_T = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}$$

y tomando como V_N el voltaje nominal de los capacitores.

En bancos de capacitores conectados en estrella, la expresión [26] está calculada en base a que los neutros estén conectados a tierra, o bien, unidos entre sí. Este último es el caso de bancos de capacitores divididos en secciones desconectables.

La expresión [26] supone también que el banco C_1 se encuentra descargado en el momento de la conexión.

De lo contrario, podrían producirse corrientes de hasta un valor doble.

En la práctica, se ha comprobado que los picos de corriente originados en la conexión de bancos de capacitores en paralelo alcanzan fácilmente valores de 20 a 250 veces la corriente nominal de los capacitores. Estas corrientes se amortiguan, bajando a valores insignificantes, en tiempos inferiores a 0.016 seg. (un periodo).

La frecuencia de estas corrientes transitorias puede calcularse por medio de la expresión:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC_T}} \quad [27]$$

G. Desenergización de un banco de capacitores

Al desconectar un banco de capacitores, la diferencia de potencial entre los contactos del equipo de desconexión inmediatamente después de haberse interrumpido el circuito es prácticamente nula, debido a que los capacitores, una vez ocurrida la interrupción, mantienen el voltaje al que se encontraba la línea en el instante de quedar desconectados. Esta circunstancia permite que para cualquier equipo de desconexión resulte relativamente fácil la apertura inicial de un circuito capacitivo, en uno de los primeros cerros de corriente ocurridos después de haberse iniciado el arco entre sus contactos.

Sin embargo, medio ciclo después de haberse producido la interrupción del arco, el voltaje entre los contactos alcanza un valor de dos veces el voltaje de cresta V_c , de la onda fundamental. La figura 25 ilustra esta circunstancia. Si en este momento, los contactos del equipo de desconexión se encuentran lo suficientemente separados entre sí como para que el medio interpuesto entre ellos aguante esta diferencia de potencial sin que se restablezca el arco, se habrá logrado la desconexión de los capacitores sin problema alguno.

En la figura 25 se supone que la interrupción del arco ha ocurrido en el instante $T = 0$ y puede verse que es precisamente el defase de 90° entre la corriente y el voltaje, típico de una carga capacitiva, lo que propicia el que puedan alcanzarse diferencias de voltaje tan altas entre los contactos del equipo de desconexión.

Si el contacto móvil del equipo de desconexión no es lo suficientemente rápido como para asegurar una rigidez dieléctrica apropiada entre ambos contactos medio ciclo después de haberse producido la primera interrupción del arco, puede ocasionarse una regeneración del arco, o rearqueo, con las consecuencias siguientes: Como los capacitores se encuentran cargados a voltaje de cresta con una cierta polaridad y la línea, en el momento del rearqueo, se encuentra también a voltaje de cresta aproximadamente y con polaridad contraria, el voltaje de los capacitores tenderá a cambiar bruscamente de polaridad para adaptarse al voltaje de la línea. Sin embargo, tal como se muestra en la figura 26, no sólo se alcanza el voltaje de la línea, sino que se sobrepasa en una magnitud igual a la diferencia de voltaje inicial, ocasionándose un sobrevoltaje de tres

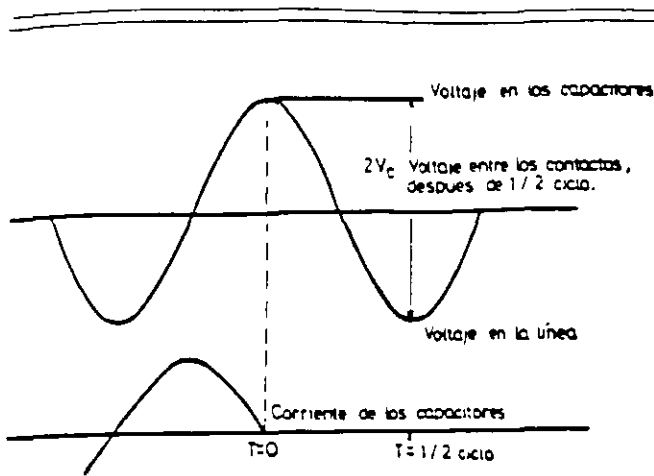


FIG. 25. Desconexión, sin reaqueo, de un banco de capacitores aislado

estos fines, o bien equipos cuyo medio de desconexión en sí garantice la operación libre de reaqueos.

Para voltajes de línea de más de 46 KV, debe consultarse con el fabricante del equipo de conexión y desconexión, la posibilidad de que este opere con bancos conectados en estrella con neutro flotante.

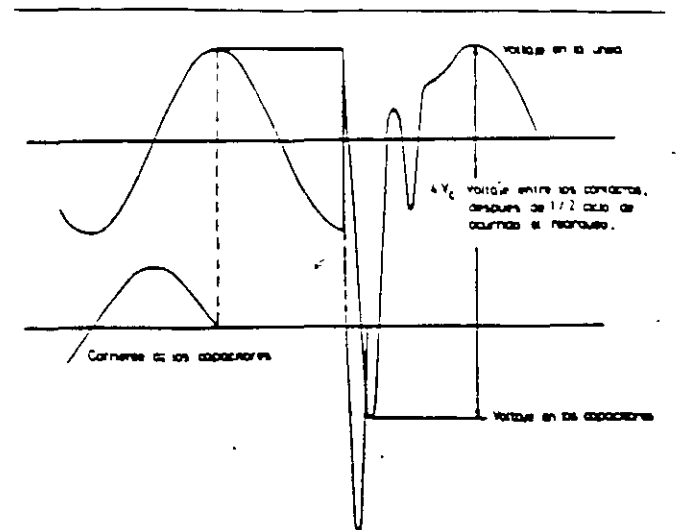


FIG. 26. Desconexión, con reaqueo, de un banco de capacitores aislado

veces el voltaje de cresta V_c , en el punto donde se está efectuando la desconexión del banco de capacitores. Este sobrevoltaje va asociado con una corriente de alta frecuencia, que puede volver a interrumpirse en uno de sus primeros ceros, quedando cargados los capacitores a un voltaje de tres veces el voltaje de cresta V_c , de la onda fundamental. Medio ciclo más tarde, la diferencia de voltaje entre los polos del equipo de desconexión puede alcanzar un valor de cuatro veces el voltaje de cresta y podría ocasionarse un segundo reaqueo, con sobrevoltajes todavía mayores, si la separación entre los contactos fijo y móvil no es aún suficiente para impedirlo.

Lo anterior se refiere al caso de un banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra. En la desconexión de bancos de capacitores con neutro flotante, pueden ocasionarse sobrevoltajes todavía mayores.

Para evitar estos problemas, los bancos de capacitores deben ser operados con equipos de conexión y desconexión capaces de interrumpir las corrientes capacitivas sin ocasionar reaqueos. Pueden usarse desconectores o interruptores, diseñados especialmente para

H. Energización de capacitores a bajas temperaturas ambiente

El nivel de voltaje de iniciación de descargas parciales en el interior de los dieléctricos utilizados en la fabricación de capacitores de potencia, decrece significativamente a bajas temperaturas. Por consiguiente, el energizar capacitores que han quedado fuera de operación durante un cierto tiempo en lugares muy fríos, puede representar un peligro para los capacitores.

Sin embargo, actualmente es normal encontrar en el mercado capacitores de potencia que pueden ser energizados sin peligro hasta temperaturas de -40°C .

X. Protección

A. Por qué proteger los capacitores

La vida media esperada de una instalación de capacitores de potencia es de 15 a 20 años de servicio, en condiciones normales de operación. Sin embargo, es normal encontrar en la práctica que de cada mil capacitores instalados, fallen algunas pocas unidades entre los primeros meses y los primeros años de operación.

Si se tiene en cuenta, como ejemplo, que un capacitor de potencia de 150 KVAR (alta tensión) está fabricado con un dieléctrico de unas pocas milésimas de milímetro de espesor y unos 200 m² de superficie, puede comprenderse fácilmente la dificultad de producir dos capacitores idénticos, en cuanto al grado de homogeneidad física y química de sus dieléctricos. Por consiguiente, a pesar del estricto control de calidad en cuanto a materias primas, procesos y pruebas eléctricas, a que se someten los capacitores en su fabricación, no es posible evitar que salga de fábrica un pequeño porcentaje de unidades (medido en tanto por mil), que a pesar de haber resistido todas las pruebas normalizadas, pueden fallar en los primeros meses de operación.

La figura 27 muestra el porcentaje de fallas de unidades acumuladas, en tanto por mil, durante los primeros años de servicio de instalaciones de capacitores de potencia en alta tensión. Las curvas que aparecen en esta figura están basadas en la experiencia de los principales fabricantes de capacitores de América. La curva A se refiere a fallas ocurridas en bancos de capacitores de pequeña potencia reactiva, instalados con un sistema de protección muy elemental. La curva B se refiere a fallas ocurridas en bancos de capacitores, generalmente de gran potencia reactiva, en los que el sistema de protección ha sido estudiado cuidadosamente. En esta curva, el uso de fusibles individuales juega un papel primordial. Debido a las ventajas intrínsecas del uso de capacitores de potencia, incluso la curva A se considera como satisfactoria y económica.

Normalmente, el fallo de un capacitor de potencia implica un cortocircuito entre sus placas, con un arqueo que descompone el dieléctrico, formando cloruro de hidrógeno gaseoso. Este gas, sometido a presión por el calentamiento proporcionado por el arco eléctrico, puede llegar a hacer explotar el tanque del capacitor si no se tiene un medio adecuado de interrumpir el cortocircuito en un tiempo suficientemente pequeño.

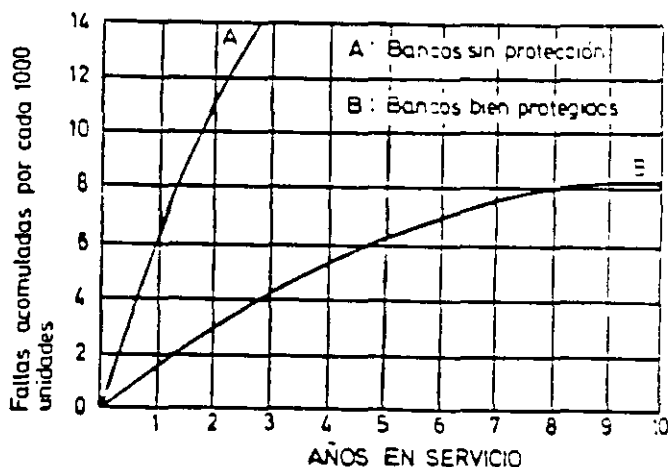


FIG. 27. Porcentajes de fallos en operación, de capacitores de potencia

La posibilidad de estos fallos hace imprescindible que en cualquier instalación de capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión, se planee una protección adecuada. Más bien que proteger a los mismos capacitores, el objetivo primordial de esta protección es mantener la continuidad del servicio y proteger al personal y al equipo de las posibles consecuencias del fallo de un capacitor.

B. La protección por medio de fusibles. Sus objetivos

La protección más económica para capacitores de potencia se logra por medio de fusibles. Estos deben ser elegidos de forma que cumplan con los objetivos siguientes:

- Mantener la continuidad del servicio, evitando que salga algún circuito de operación por un fallo ocurrido en el banco de capacitores.
- Evitar que el fallo de un capacitor pueda causar daños a otros capacitores del mismo banco, a otros

equipos instalados en las proximidades del banco de capacitores, o incluso accidentes de personal.

- c) Proporcionar una indicación visual de la unidad fallada, en caso de protección individual, o de la fase en que ha ocurrido el fallo, en el caso de protección en grupo.

Para elegir un fusible destinado a proteger un capacitor, o un grupo de capacitores, deben tenerse en cuenta los factores siguientes:

1. Voltaje nominal de la instalación.
2. Corriente nominal del capacitor o grupo de capacitores.
3. Corriente que pasara por el fusible (corriente de fallo) al fallar el capacitor protegido, o uno de los capacitores del grupo protegido.

El voltaje nominal del fusible debe ser adecuado al voltaje de la línea en que se va a instalar, de forma que en el momento de fallar un capacitor, el voltaje que aparezca sobre el fusible no sea superior a su voltaje nominal. En general, el voltaje nominal del fusible debe coincidir con el voltaje nominal de los capacitores.

Debe procurarse que la corriente nominal del fusible exceda en un 65%, como mínimo, a la corriente nominal del capacitor, o grupo de capacitores, que se pretende proteger. De esta forma, se prevé que el fusible no falle por el paso de un nivel de corrientes armónicas todavía admisible para los capacitores, ni por las corrientes transitorias ocasionadas en las operaciones de conexión y desconexión del banco de capacitores. En instalaciones en delta, puede reducirse este factor de seguridad hasta a un 50%.

Cuando se usan fusibles tipo expulsión debe tenerse en cuenta que el número de clasificación de los listones tipo K y T (normas NEMA) no suele coincidir con la corriente nominal real que dichos listones son capaces de soportar. Generalmente, esta corriente es mayor que el número de clasificación de dichos listones, expresado en amperes. En los listones tipo N, si es normal que el número de clasificación coincida con la corriente nominal del listón. Lo más recomendable, en cualquier caso, es usar las corrientes nominales especificadas por cada fabricante para sus propios listones.

Por último, la capacidad interruptiva del fusible debe ser superior a la corriente de fallo del capacitor (o capacitores) protegido.

En las instalaciones más usuales de bancos de capacitores con una sola fila de capacitores en paralelo por fase, esta corriente de fallo depende esencialmente del tipo de conexión efectuada con los capacitores. Para la conexión en delta, la corriente de fallo coincide prácticamente con la corriente de cortocircuito entre fase y fase del sistema, en el punto donde está instalado el banco de capacitores. Para la conexión

en estrella con neutro a tierra, la corriente de fallo coincide con la corriente de cortocircuito de fase a tierra del sistema. Para la conexión en estrella con neutro flotante, la corriente de fallo de uno de los capacitores de una cierta fase es tres veces la corriente nominal de fallo suele resultar mucho mas baja que la corriente de fallo obtenida con los otros dos tipos de conexión anteriores.

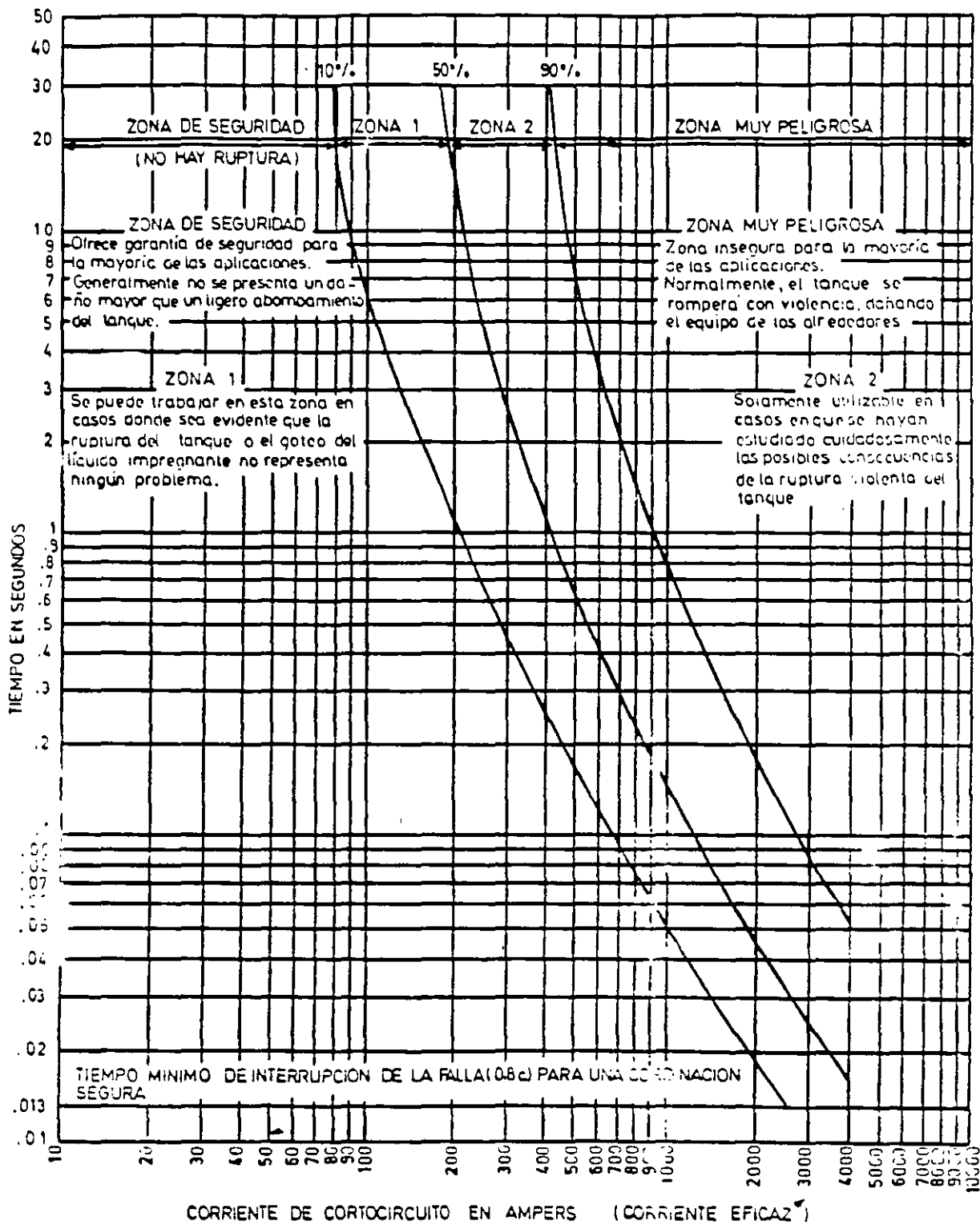
En bancos de capacitores cuyas fases estan formadas por varias filas de capacitores conectados en serie (conexión serie-paralelo), la corriente de fallo de un capacitor fallado en una de las filas, está limitada por la impedancia de las otras filas restantes y no varia de una forma tan significativa con el tipo de conexión efectuada.

Al elegir la capacidad interruptiva del fusible, debe tenerse en cuenta que ésta suele basarse en la corriente asimétrica máxima que puede soportar dicho fusible durante medio ciclo después de haberse producido el fallo. En la práctica, esta corriente asimétrica se considera como 1.6 veces el valor de la corriente asimétrica de fallo, para fusibles de alta tensión y 1.4 veces, para fusibles de baja tensión.

Cuando se eligen fusibles para capacitores de potencia de alta tensión, es necesario coordinar las características de fusión de los fusibles, con las curvas de probabilidad de ruptura del tanque de los capacitores. En las figuras 28, 29 y 30, se muestran las curvas de probabilidad de ruptura aceptadas como curvas estándar para capacitores de potencia (normas NEMA) de 25 y 50 KVAR, 100 KVAR y 150 KVAR, respectivamente. Actualmente se utilizan también las curvas de la figura 30, para capacitores de 200 KVAR y 300 KVAR.

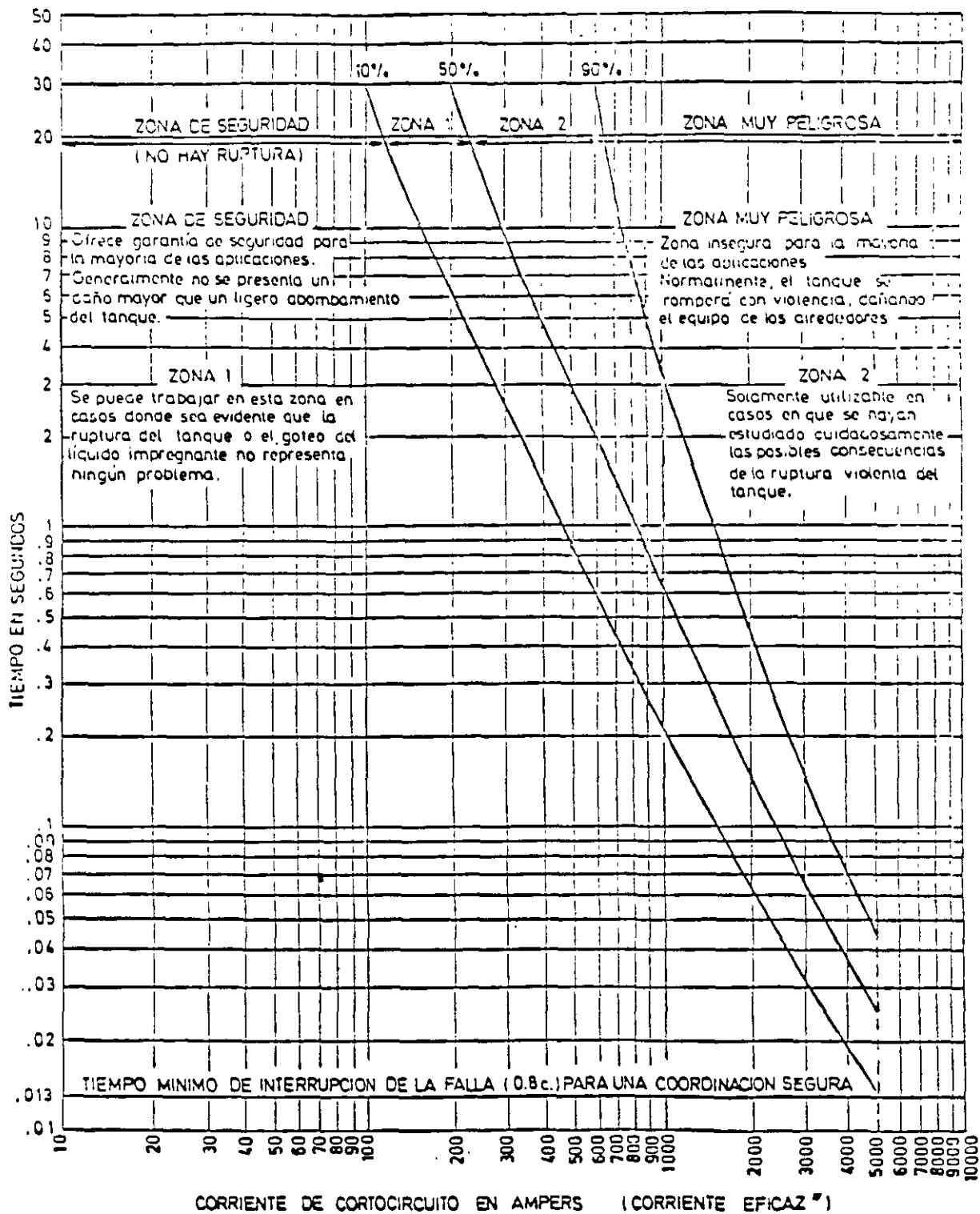
De las curvas de fusión completa del fusible elegido puede deducirse el tiempo que tardará el fusible en interrumpir la corriente de fallo del capacitor. La combinación de estos dos parámetros: Corriente de fallo-Tiempo de apertura del fusible, determina un punto en las curvas de probabilidad de ruptura del capacitor que debe quedar situado en la zona de seguridad de dichas curvas. De otra forma, debe elegirse un fusible más sensible, cuya combinación Corriente-Tiempo sí quee en dicha zona de seguridad. Para lograr una protección en grupo económica de los bancos de capacitores tipo poste, cada día de mayor tamaño y de mayor demanda en las líneas de distribución, muchas compañías seléctricas aceptan fusibles cuya combinación Corriente-Tiempo determine un punto en la zona I de las curvas de probabilidad de ruptura.

Si la corriente de fallo de un capacitor de potencia de alta tensión es mayor que 4,000 emperes asimétricos, para capacitores de 25 ó 50 KVAR, mayor que 5,000 amperes, para capacitores de 100 KVAR, o mayor que 6,000 amperes, para capacitores de 150 ó 200 KVAR, no pueden usarse fusibles tipo expulsión para la protección de los capacitores en esa instalación particular, ya que existe un peligro inminente de que se produzca la ruptura violenta del tanque antes de que



Utilícense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo

FIG 28 Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 25 o 50 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno



* Utilícense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo

FIG. 29. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 100 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno

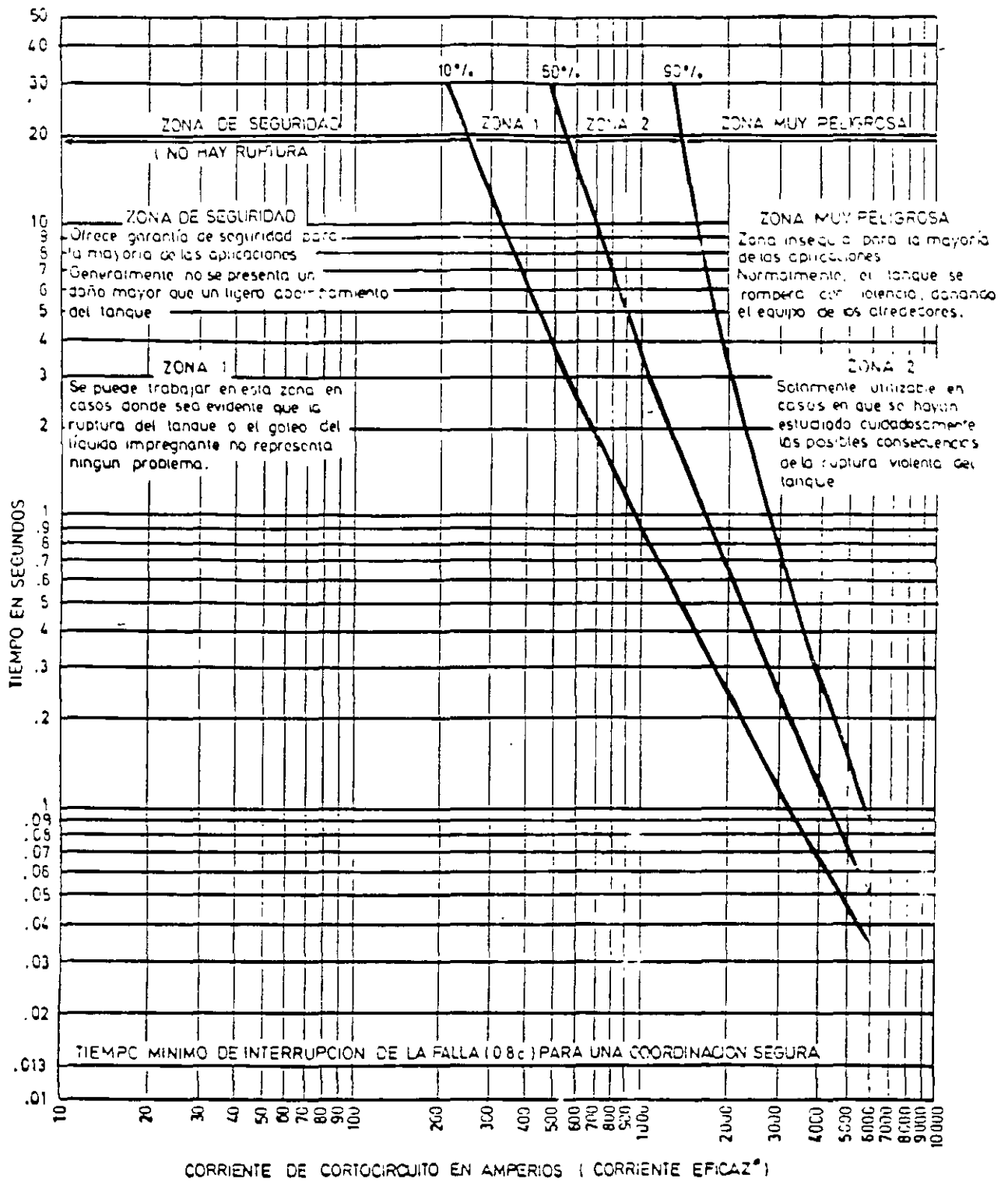


FIG. 30. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 150 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno

actúe el fusible. En estos casos, los capacitores deben ser protegidos con fusibles de potencia limitadores de corriente.

Los fusibles tipo expulsión tampoco resultan adecuados cuando se instala en paralelo un número de capacitores tal, que su capacidad de almacenamiento de energía exceda a 10,000 jul. La capacidad de almacenar energía de una instalación particular puede calcularse por medio de la expresión [21]. Si en una cierta instalación se sobrepasa este límite de energía, los capacitores deben protegerse con fusibles de potencia limitadores de corriente, que además sean capaces de interrumpir corrientes de altas frecuencias.

C. Protección de fusibles individuales

Consiste en proteger cada capacitor con su propio fusible, o bien, en caso de usarse capacitores trifásicos, proteger cada fase del capacitor con un fusible. Para proteger individualmente capacitores trifásicos de baja tensión que no lleven instalados fusibles internos, la práctica normal consiste en instalar dos fusibles por capacitor, en dos cualquiera de sus fases.

La protección individual permite cumplir con los objetivos generales de la protección con fusibles en la forma más satisfactoria posible. Merecen destacarse las ventajas siguientes:

- a) La protección individual permite que un capacitor fallado salga de operación, sin necesidad de que se desconecte el banco de capacitores o toda una fase del banco, proporcionándose de esta forma la mejor continuidad de servicio posible.
- b) Los fusibles usados normalmente en la protección individual son de pequeña corriente nominal y fáciles de coordinar, de una forma segura, con las curvas de probabilidad de ruptura de los tanques de los capacitores. Esto permite reducir significativamente el porcentaje de capacitores fallados en cualquier instalación particular, ya que resulta muy improbable que un capacitor al fallar dañe a otras unidades próximas a él.
- c) El hecho de que el fusible individual indique directamente cuál es la unidad fallada, simplifica considerablemente el mantenimiento del banco de capacitores.

Sin embargo, la protección individual está limitada a bancos de capacitores de un cierto tamaño en adelante, debido al desbalanceo interno de voltaje que se produce en un banco de capacitores al salir de operación algunas unidades. En el caso de un banco conectado en estrella con neutro flotante, el fallo y desconexión de algunas unidades en alguna de las fases, origina un desplazamiento eléctrico del neutro que, a su vez,

ocasiona un sobrevoltaje en los capacitores de la fase, o de las fases, que hayan quedado con mayor impedancia. Si este sobrevoltaje llega a exceder en más del 10% al voltaje nominal de dichos capacitores, puede originarse un fallo indefinido de capacitores hasta que se resuelva la situación en la operación de mantenimiento más próxima. En casos de bancos conectados en estrella con neutro a tierra, o en delta, cuyas fases estén formadas por varias filas de capacitores conectadas en serie entre sí (conexión serie-paralelo), el fallo y desconexión de algunas unidades en alguna de las filas puede originar una redistribución de la caída de voltaje en dichas filas y poner en peligro a los capacitores restantes, a no ser que el banco de capacitores sea de tamaño suficientemente grande para que no resulte significativo al desbalanceo de voltaje producido por unas pocas unidades que salgan de operación.

En la figura 31 se representa una carga trifásica desbalanceada, conectada en estrella con el neutro unido al neutro de la línea a través de una cierta impedancia. Y_1 , Y_2 y Y_3 , representan las admitancias de cada una de las fases de la carga e Y_0 , la admitancia entre los neutros del generador y de la carga. En realidad, Y_0 puede representar la admitancia entre el neutro de la carga y tierra. El generador que alimenta esta carga está representado por tres bobinas conectadas en estrella. \bar{I}_1 , \bar{I}_2 e \bar{I}_3 , representan las corrientes que toma cada una de las fases de la carga e \bar{I}_n , la corriente que toma el neutro.

En la figura 32 se representan por \bar{V}_{o1} , \bar{V}_{o2} y \bar{V}_n , los voltajes de fase a neutro producidos en el generador y por \bar{V}_{c1} , \bar{V}_{c2} y \bar{V}_{c3} , las caídas de voltaje resultantes en cada fase de la carga. \bar{V}_0 representa el desplazamiento del neutro, anteriormente mencionado.

Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff al nudo O' de la carga y suponiendo que, en general, se trata de un sistema de n fases, resulta que el desplazamiento del neutro viene dado por la expresión:

$$\bar{V}_0 = \frac{\sum_1^n \bar{V}_{o1} Y_1}{Y_0 + \sum_1^n Y_1} \quad [28]$$

En el caso particular de que la carga que acabamos de describir, represente un banco de capacitores conectado en estrella, se deduce de la expresión [28] que solo se pueden producir desplazamientos del neutro cuando éste se deja flotante: $Y_0 = 0$. En la alternativa de neutro conectado a tierra: $Y_0 = \infty$, el desplazamiento del neutro resulta nulo. En este último caso, así como en el caso de conexión en delta, solamente pueden originarse desbalanceos de voltaje si se efectúan conexiones serie-paralelo con los capacitores de cada fase.

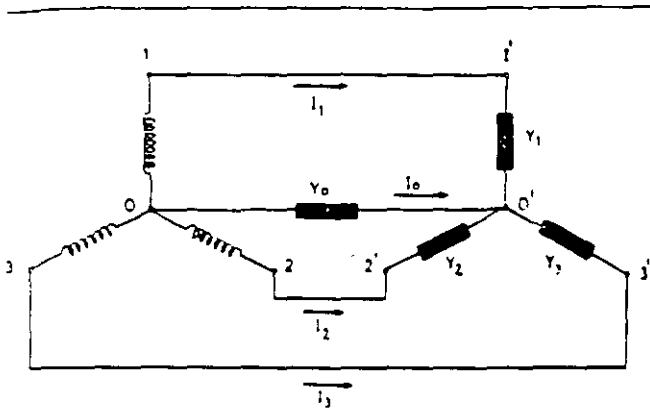


FIG. 31. Carga trifásica, en estrella con neutro conectado al neutro de la línea a través de una impedancia

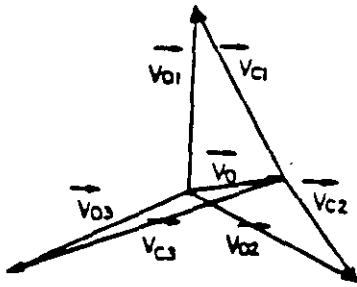


FIG. 32. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , originado en la carga por falta de simetría

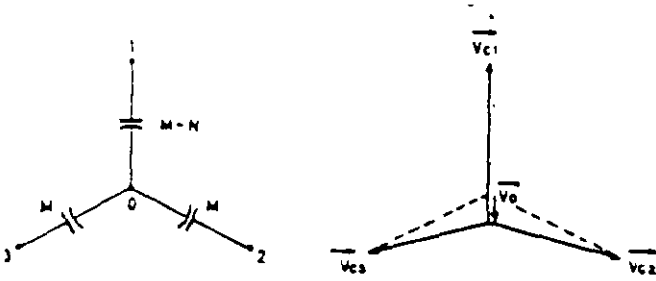


FIG. 33. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , en un banco de capacitores conectados en estrella con neutro flotante, formado por M unidades en paralelo por fase y habiendo fallado N unidades en la fase 1

En la figura 33 se representa un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, formado por M unidades conectadas en paralelo por cada fase

En la figura se muestra también el desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , que se produce en este banco cuando fallan N capacitores de la fase 1.

De la expresión [28] se deduce que:

$$\vec{V}_0 = -\vec{V}_{o1} \frac{N}{3M - N}$$

Es decir, el desplazamiento del neutro se efectúa en la misma dirección y sentido contrario al del voltaje \vec{V}_{o1} , que existía en la fase 1, antes de que fallaran los capacitores. Por consiguiente, dicho desplazamiento se traduce íntegramente en un sobrevoltaje en los capacitores restantes en la fase 1, tal como se indica en la figura 33.

Llamando S a este sobrevoltaje, expresado en tanto por uno respecto al voltaje nominal de los capacitores,

$$S = \frac{|\vec{V}_0|}{|\vec{V}_{o1}|}$$

resulta:

$$S = \frac{N}{3M - N} \quad [29]$$

De la expresión [29] se deduce que en un tipo de banco de capacitores tan usual en la práctica como es el banco descrito anteriormente (conexión en estrella con neutro flotante y una sola fila de capacitores en paralelo por fase), el tamaño mínimo del banco para el que es factible proteger individualmente los capacitores es el de 4 capacitores por fase. Si se protege individualmente un banco de capacitores formado de tres capacitores por fase, en caso de fallar un capacitor se produciría un sobrevoltaje:

$$S = \frac{1}{9 - 1} = 0.125 \equiv 12.5\%$$

que pondría en peligro a los dos capacitores restantes en la fase donde ocurriese el fallo.

Las tablas IV y V proporcionan, para el caso mas general de bancos de capacitores conectados en estrella con fases formadas por varias filas de capacitores en serie, las corrientes de fallo de un capacitor y el sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de un capacitor, en bancos que cuentan con el número mínimo de unidades con que todavía es factible la protección individual. La tabla IV se refiere a bancos conectados en estrella, con neutro flotante y la tabla V se refiere a bancos conectados en estrella, con neutro a tierra.

D. Protección en grupo

Consiste en proteger agrupamientos de capacitores, o fases completas de un banco de capacitores, con un solo fusible de grupo. Se usa principalmente en bancos

TABLA IV. Corriente de fallo de un capacitor y sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de una unidad, en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, con varias filas de capacitores en serie por fase

Número de filas en serie	Número mínimo de unidades en cada fila	Corriente de fallo de un capacitor, en veces la normal	Sobrevoltaje ocasionado por la desconexión de un capacitor, en tanto por ciento
1	4	12.0	9
2	8	12.0	9
3	9	11.6	9.5
4	9	10.8	10
5	10	11.5	10
6	10	11.2	10
7	10	11.0	10
8	10	10.9	10
9	11	11.9	Menos que 10
10	11	11.8	Menos que 10
11	11	11.7	Menos que 10
12	11	11.6	Menos que 10
13	11	11.6	Menos que 10
14	11	11.5	Menos que 10
15	11	11.5	Menos que 10
16	11	11.5	Menos que 10

TABLA V. Corriente de fallo de un capacitor y sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de una unidad, en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, con varias filas de capacitores en serie por fase

Número de filas en serie	Número mínimo de unidades en cada fila	Corriente de fallo de un capacitor, en veces la normal	Sobrevoltaje ocasionado por la desconexión de un capacitor, en tanto por ciento
1	1	Corto a fase de tierra	Nulo
2	6	12	9
3	8	12	9
4	9	12	9
5	9	11.2	9.8
6	9	10.8	10.0
7	10	11.7	9.4
8	10	11.4	9.5
9	10	11.2	Menos que 10
10	10	11.1	Menos que 10
11	10	11.0	Menos que 10
12	10	10.9	Menos que 10
13	10	10.8	Menos que 10
14	11	11.8	Menos que 10
15	11	11.8	Menos que 10
16	11	11.7	Menos que 10

cuyo pequeño tamaño no permite el uso de protección individual. Se usa también como protección de cortocircuitos en bancos cuyos fusibles individuales no tienen capacidad suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en que se encuentran instalados, o bien, en bancos de gran tamaño y gran cantidad de alambrado que cuentan con muchas partes vivas que no quedan protegidas con los fusibles individuales.

Como fusibles de grupo se emplean los mismos tipos de fusibles que los usados en la protección individual. Además de las consideraciones expuestas anteriormente para la protección por medio de fusibles, en general, al planear la instalación de fusibles de grupo deben tenerse en cuenta las reglas siguientes:

- En cualquier caso, el fusible debe ser capaz de interrumpir la corriente de fallo que vaya a soportar, en un tiempo inferior a 300 segundos.
- Cuando la corriente de fallo de un capacitor excede a 3,000 amperes, los fusibles de grupo deben ser complementados con fusibles individuales.

E. Protección con relevadores

Los beneficios de la protección con fusibles individuales pueden quedar limitados, en bancos de capacitores para los que se prevean operaciones de mantenimiento muy esporádicas, por el peligro que supone un sobrevoltaje excesivo originado por el fallo y desconexión de un cierto número de capacitores en dichos bancos.

Para evitar este peligro y como sistemas de sobreprotección, se usan los llamados sistemas de protección por desbalanceo. Estos consisten esencialmente en un desconectador (o juego de desconectadores monofásicos) capaz de operar el banco de capacitores con carga, un transformador, o juego de transformadores de corriente o de potencial y un relevador, o juego de relevadores de corriente o de voltaje, que al captar una señal de desbalanceo predeterminada, envían una señal de apertura al desconectador, sacando fuera de operación el banco de capacitores en el momento en que llegan a alcanzarse unas condiciones de desbalanceo críticas.

Los esquemas más importantes de protección por desbalanceo pueden resumirse en los grupos siguientes:

- Transformador de corriente o de potencial, conectado entre los neutros de un banco alambrado en estrella con neutro flotante, que ha sido dividido en dos secciones generalmente iguales entre sí. Dicho transformador alimenta a un relevador de corriente o de voltaje, que capta la señal de desbalanceo entre ambas secciones del banco.
- Juego de transformadores de potencial, con los primarios conectados entre fases y neutro de un banco alambrado en estrella con neutro flotante y los secundarios conectados en delta abierta, alimentando un relevador de voltaje que detecta el desplazamiento del neutro.

- c) Transformador de potencial conectado entre tierra y el neutro de un banco alambrado en estrella con neutro flotante, instalado en un sistema con neutro a tierra. El transformador alimenta a un relevador de voltaje que detecta el desplazamiento del neutro.
- d) Juego de transformadores de potencial y relevadores de voltaje, conectados en cada fila de capacitores de un banco alambrado en estrella con neutro a tierra o en delta, cuyas fases estan formadas por varias filas de capacitores conectadas en serie (conexión serie-paralelo).

La figura 34 representa un banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante, protegido por desbalanceo por medio de un relevador de corriente. Se supone que el banco original consta de M capacitores por fase, conectados en paralelo entre sí y que éste ha sido dividido en dos estrellas de $M/2$ capacitores por fase, cuyos neutros respectivos, O y O' , se unen entre sí por medio de un cable de impedancia despreciable. Se supone también que en la fase $1'$ han fallado N unidades, que han salido de operación al actuar sus fusibles individuales. Esto origina un desplazamiento eléctrico del neutro común $O-O'$ y, según la expresión [29], un sobrevoltaje en los capacitores restantes en las fases 1 y $1'$. Se trata de proteger estos capacitores de dicho sobrevoltaje, por medio del relevador de corriente A .

El desbalanceo entre ambas estrellas en que se ha dividido el banco produce el flujo de una corriente \vec{I}_0 entre los neutros O y O' que, como vamos a ver, es posible relacionar con el sobrevoltaje S (en tanto por uno) a que quedan sometidos los capacitores de las fases 1 y $1'$. Conociendo la relación entre \vec{I}_0 y S , es posible calibrar el relevador de corriente A , de forma que origine una señal de apertura en el momento en que el sobrevoltaje alcance valores críticos.

La figura 35 representa el diagrama de corrientes que fluyen por el banco de capacitores, una vez que se ha producido el fallo y la desconexión de las N unidades en la fase $1'$. La corriente \vec{I}_1 se divide entre las dos fases 1 y $1'$, proporcionalmente a sus admitancias. \vec{I}_a representa la corriente que toma la fase 1 e \vec{I}_b representa la corriente que toma la fase $1'$. Por simetría, la corriente total que toman las fases 2 y 3 , debe ser idéntica a la corriente total que toman las fases $2'$ y $3'$.

La suma de estas corrientes debe ser, a su vez, igual y de sentido contrario a la corriente total \vec{I}_1 que toman las fases 1 y $1'$, tal como se representa en la figura. Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff a cualquiera de los nudos O u O' , se obtiene:

$$\vec{I}_0 = \frac{\vec{I}_a - \vec{I}_b}{2}$$

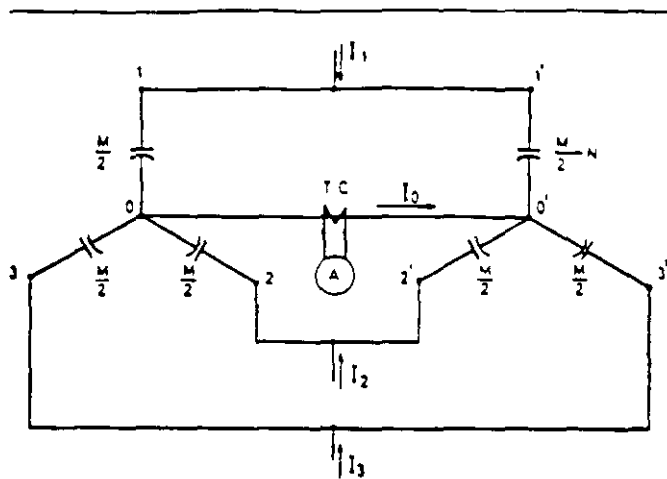


FIG. 34. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de corriente

Por otra parte

$$\vec{I}_a = \vec{I}_1 \frac{\frac{M}{2}}{M - N}$$

$$\vec{I}_b = \vec{I}_1 \frac{\frac{M}{2} - N}{M - N}$$

de donde se deduce

$$\vec{I}_0 = \vec{I}_1 \frac{N}{2(M - N)}$$

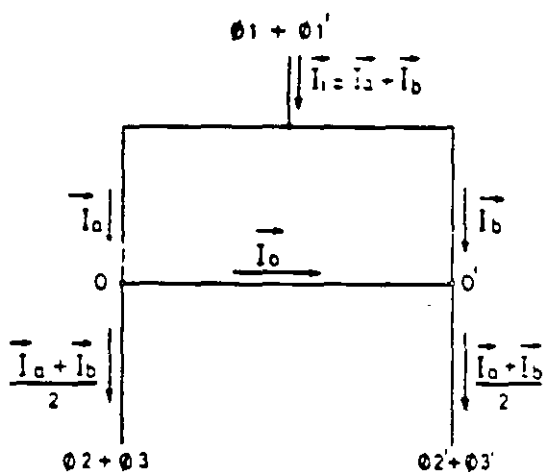


FIG. 35. Diagrama del flujo de corrientes en el banco desbalanceado de la figura 34

Llamando \bar{I}_N a la corriente nominal de cada fase del banco de capacitores, antes de que fallara ninguna unidad, es fácil relacionar el módulo de \bar{I}_N con el módulo de \bar{I}_0 , por medio de la expresión [29]:

$$|I_0| = 3 |I_N| \frac{M - N}{3M - N}$$

Resultando finalmente:

$$|I_0| = \frac{3}{2} S |I_N| \quad [30]$$

De la expresión [30] se deduce que si se toma como $S = 0.10$ el sobrevoltaje crítico para los capacitores, el relevador A debe originar la señal de apertura cuando detecte una corriente $|I_0| = 0.15 |I_N|$, corregida según la relación de transformación del transformador de corriente T.C.

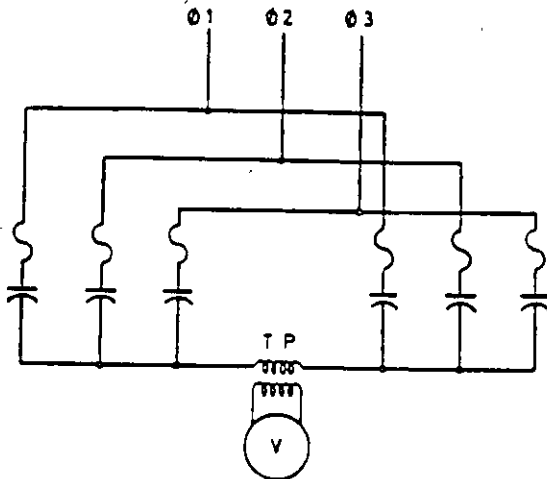


FIG. 36. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de voltaje

La figura 36 representa, de una forma esquemática, un banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje.

La figura 37 representa, también de una forma esquemática, un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje.

En ambos casos es fácil calcular los voltajes de desbalanceo ocasionados por el fallo de unidades en cualquiera de las fases, valiéndose de las expresiones [28] o [29].

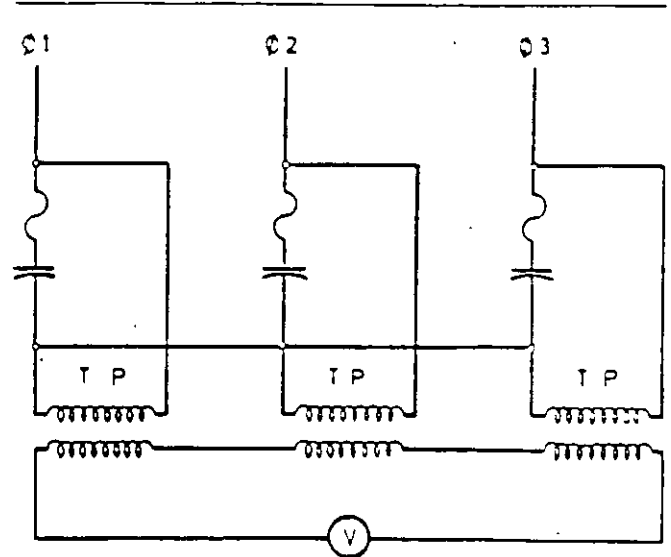


FIG. 37. Banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje

F. Protección con interruptores

La protección de un banco de capacitores puede planearse también por medio de un interruptor (con capacidad para operar con cargas capacitivas puras, cuando se trate de instalaciones de alta tensión) que sea capaz de interrumpir cualquier cortocircuito entre fases, o entre fase y tierra, originado en el banco de capacitores, así como la corriente de fallo de un capacitor.

En los bancos alambrados en estrella con neutro flotante (caso normal en alta tensión), la corriente de fallo de un capacitor suele ser mucho más pequeña que las corrientes de cortocircuito de la instalación. En estos casos, deben tomarse las precauciones debidas al calibrar los relevadores de sobrecorriente del interruptor, de forma que éste sea capaz de interrumpir tanto unas corrientes como otras, en un tiempo lo suficientemente corto para que no exista peligro de ruptura del tanque del capacitor fallado. Los transformadores de corriente del interruptor deben contar con precisión de medida.

En las instalaciones de alta tensión, el interruptor debe ser usado especialmente para la conexión y desconexión del banco de capacitores. Un interruptor general no puede evitar el peligro de ruptura violenta del tanque de un capacitor fallado, debido a que la corriente de fallo no suele exceder en una proporción adecuada a la corriente total con que opera el interruptor en condiciones normales.

G. Pararrayos

Cuando se conectan los capacitores a líneas aéreas, es práctica común el instalar pararrayos autovalvulares

como medio de protección contra descargas atmosféricas o sobrevoltajes transitorios producidos por operaciones de conexión y desconexión. Este último factor toma especial importancia en voltajes de línea del orden de 100 KV o superiores.

Es bien sabido que los capacitores representan una buena vía de paso para las altas frecuencias y los impulsos eléctricos, especialmente en las conexiones en estrella con neutro a tierra. Sin embargo, siempre es posible la incidencia de rayos cuya energía llegue a ser suficiente para cargar los capacitores a un potencial excesivo y producir el fallo de algunas unidades.

La tabla VI muestra el tamaño mínimo de bancos de capacitores conectados en estrella con neutro a tierra, que la práctica ha demostrado que resultan autoprotectidos, incluso para descargas eléctricas del orden de un culombio.

TABLA VI. Tamaño mínimo del banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, autoprotectido para descargas eléctricas*

KV de línea BIL del sistema	Tamaño mínimo del banco
4.16 KV/ 75 KV	150 KVAR
12.47 KV/ 95 KV	900
20.8 KV/ 95 KV	2 250
24.9 KV/ 125 KV	2 200
34.5 KV/ 125 KV	4 500
46 KV/ 250 KV	4 200
69 KV/ 250 KV	9 000
115 KV/ 450 KV	13 500

* Descargas de un culombio o menores.

La conexión de los pararrayos autovalvulares se efectúa en estrella con neutro a tierra. La elección de su voltaje nominal depende del tipo de línea en donde van a ser instalados. A este respecto, NEMA clasifica las líneas de distribución en los tipos siguientes:

Tipo A. Sistemas de 4 hilos, con el neutro conectado a tierra a todo lo largo de la línea. Sistemas cuyas relaciones de reactancia y resistencia son menores que en las líneas tipo B.

Tipo B. Sistemas con el neutro conectado a tierra, en los que la relación $\frac{X_o}{X_l}$ es positiva y menor que 3, y

la relación $\frac{R_o}{X_l}$ es también positiva y menor que 1, en cualquier punto del sistema.

Tipo C. Sistemas con el neutro conectado a tierra, pero que no cumplen con los requisitos de los sistemas tipo B. Ambas relaciones de resistencia y reactancia son positivas, pero alguna de ellas, o ambas, presentan valores mayores que los límites máximos especificados para los sistemas del tipo B.

Tipo D. Son sistemas con el neutro aislado, cuya reactancia de secuencia cero es capacitiva y la relación de reactancias $\frac{X_o}{X_l}$ es negativa. La relación $\frac{X_o}{X_l}$ se mantiene entre -40 y $-\infty$.

En la tabla VII se da una orientación sobre la selección del voltaje nominal de los pararrayos, en función del voltaje entre fase y fase de la línea en que se van a instalar y del tipo de línea, según la definición NEMA, en que ésta puede quedar clasificada.

TABLA VII. Selección del voltaje nominal de los pararrayos autovalvulares

Voltaje nominal del pararrayos	Voltaje máximo de la línea, entre fases		
KV	Tipo A	Tipo B	Tipos C y D
3	4 500	3 750	3 000
6	9 000	7 500	6 000
9-10	14 500	12 500	10 000
12	17 100	15 000	12 000
15	21 400	18 000	15 000
18	25 000	22 500	18 000
21	27 500	25 000	21 000

Los capacitores deben quedar protegidos con pararrayos autovalvulares siempre que se instalen conectados en estrella con neutro flotante, o bien, conectados en delta. Así mismo, es buena práctica el proteger con pararrayos aquellos bancos de capacitores conectados en estrella con neutro a tierra, cuyo tamaño sea inferior al indicado en la tabla VI.

La clase de aislamiento y el nivel básico de impulso de los capacitores protegidos por medio de pararrayos pueden ser inferiores a los niveles exigidos para los capacitores instalados en estrella con neutro a tierra considerados como autoprotectidos y por consiguiente, instalados sin pararrayos.

XI. Control.

A. Elementos básicos de un control automático.

En las compañías eléctricas existe una marcada tendencia a instalar cada día una mayor proporción de bancos de capacitores de potencia desconectables, con relación a bancos fijos y es probable que en el futuro, prácticamente todos los capacitores de potencia instalados sean desconectables. Los bancos desconectables, operados principalmente en forma automática, pueden permitir la máxima explotación de los beneficios propios del uso de capacitores, para cualquiera que sean las condiciones de carga.

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

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

Existe una gran variedad de controles automáticos sensibles a diferentes magnitudes físicas: Voltaje de la línea, corriente, potencia reactiva demandada por la carga . . . , etc. Para elegir el control más adecuado en

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

B. Controles de voltaje

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

La subida de voltaje que origina la conexión de un banco de capacitores, o bien una sección de un banco de capacitores dividido en secciones desconectables, puede calcularse, en tanto por ciento, por medio de la expresión [8], o bien, por medio de la expresión equivalente:

$$\epsilon = \frac{100}{KVA_{acc}} Q \% \quad [31]$$

donde Q sigue siendo la potencia reactiva del banco de capacitores (o de la sección) conectado a la línea y KVA_{acc} es la potencia de cortocircuito trifásico del sistema, en el punto de instalación de los capacitores.

La diferencia entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo a que se calibra el control, para que origine las operaciones de desconexión y conexión, respectivamente, del banco de capacitores, se llama ancho de banda. El ancho de banda debe elegirse de forma que sea siempre mayor que la elevación de voltaje que produce cualquier sección del banco de capacitores al entrar en operación. De otra forma, se producirían operaciones repetitivas de conexión y desconexión, fuera de control. Este fenómeno se conoce como "bombeo" del control.

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

C. Controles de corriente

Se usan principalmente en líneas reguladas, en las zonas donde los controles de voltaje no operarían satisfactoriamente.

El transformador de corriente que alimenta al elemento sensible de estos controles (un amperímetro) debe ser instalado entre los capacitores y la carga, de forma que en cualquier momento, el control reciba la señal de corriente total que está demandando la carga. De esta forma, los capacitores pueden entrar en operación en los periodos de máxima carga.

Si el control se instalara entre los capacitores y el generador, al entrar en operación el banco de capacitores disminuiría la corriente que detecta el control y volverían a salir de operación los capacitores, produciéndose un "bombeo" del control.

D. Controles de voltaje compensado con corriente

Estos controles cuentan con un elemento sensible a voltaje, compensado con otro elemento sensible a corriente. Cuando la corriente de las líneas se mantiene inferior a un cierto valor predeterminado, el control actúa como un control de voltaje simple. Sin embargo, cuando la corriente de las líneas sobrepasa dicho valor, actúa un relevador que cambia la calibración del elemento sensible a voltaje y hace entrar en operación a los capacitores. Éstos se mantienen conectados mientras la corriente siga excediendo al valor predeterminado, a no ser que el voltaje de las líneas suba a un valor suficiente como para volver a cambiar la calibración del elemento sensible a voltaje, restableciendo las condiciones iniciales.

Una ventaja importante de estos controles, con respecto a los controles de corriente simples, es que si en condiciones de baja carga se presenta un descenso de voltaje, debido a alguna perturbación en las líneas, los capacitores pueden entrar en operación, tendiendo a subir el voltaje. De esta forma, se usan siempre los capacitores cuando más se les necesita.

E. Controles de kilovares

Sirven para limitar a un valor tan pequeño como sea conveniente el suministro de potencia reactiva de los

generadores, reduciendo al máximo las pérdidas eléctricas y las caídas de voltaje en las líneas, o relevando la máxima capacidad de generación y transmisión del sistema posible. El elemento sensible de estos controles es un medidor de potencia reactiva, que puede originar la conexión de los capacitores cuando la potencia reactiva proporcionada por los generadores a las líneas sube de un cierto límite prefijado.

El uso de estos controles es bastante limitado, debido a su costo relativamente alto.

F. Controles de tiempo

Se utilizan en líneas cuyas necesidades de potencia reactiva se presentan como una función bien establecida de las horas del día.

Aunque son controles muy baratos, presentan ciertas desventajas que propician el que su uso vaya decreciendo. En primer lugar, si la carga de la línea se reduce, debido a alguna circunstancia imprevista, puede ser necesario sacar de operación los capacitores manualmente para impedir subidas de voltaje excesivas. Además, en caso de producirse algún apagón prolongado, debe volverse a calibrar la secuencia de operación de los relojes de todos los controles instalados.

G. Controles de temperatura.

Aunque de uso muy limitado, pueden resultar útiles en zonas donde exista una relación clara entre las necesidades de reactivos y la temperatura ambiente. Este puede ser el caso de zonas en que la parte fundamental de la carga corresponde a equipos de aire acondicionado.

H. Controles de pasos múltiples.

Se usan para el control de bancos de capacitores divididos en secciones desconectables, tanto en alta como en baja tensión. En alta tensión, se trata normalmente de grandes bancos de capacitores cuya potencia reactiva debe ser dividida en varios pasos, a fin de que el suministro de potencia reactiva por medio de capacitores no sobrepase en ningún momento a las necesidades de la carga, sin que por otra parte, tampoco quede excesivamente bajo. En baja tensión, suele tratarse de bancos de capacitores destinados a mantener el factor de potencia de una instalación industrial próximo a la unidad.

El elemento sensible de estos controles suele ser un voltímetro, un amperímetro, o un medidor de potencia reactiva. Cada control puede accionar un cierto número de secciones, operadas por contactores o desconectores individuales. En la práctica, el número de secciones no puede sobrepasar un cierto valor (8 ó 10), a fin de evitar que se presenten "bombeos" del control.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

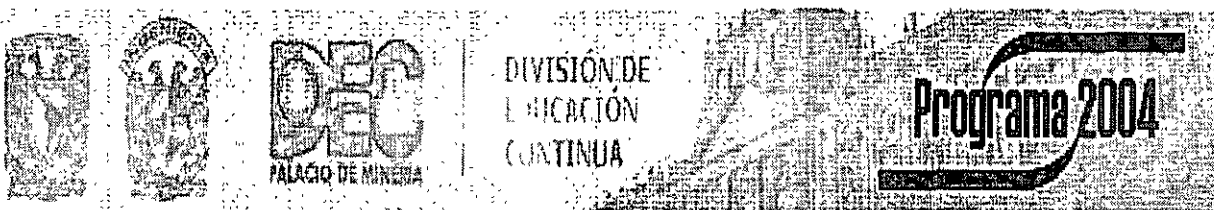
TEMA:

**CALCULO DE FALLAS
CORTO CIRCUITO Y SUS APLICACIONES**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



OK

3.0 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO Y SUS APLICACIONES.

3.1 GENERALIDADES.

En un sistema eléctrico existen tres aspectos relacionados con su operación que deben ser considerados en el diseño de los mismos, es decir,

- 1) Lo que se conoce como la operación normal del sistema - que significa que no existen fallas por corto circuito o circuitos abiertos,
- 2) La prevención de fallas que significa que dentro de los límites económicos permisibles se debe diseñar con un - alto índice de confiabilidad, o sea, un bajo índice de fallas lo cual es deseable en la mayoría de los casos - pero es inevitable que presenten fallas en los siste - mas, lo que se pretende es que el número de estas se mi - nimicen por lo que se debe prevenir la ocurrencia de fa - llas,
- 3) Partiendo de la base de que no es posible evitar que -- ocurran fallas es necesario adoptar medidas tendientes a reducir los efectos de las mismas.

El corto circuito es una situación indeseable en un siste - ma eléctrico, pero que lamentablemente se puede presentar eventualmente teniendo diversos orígenes como por ejemplo una sobretensión por descarga atmosférica, una falla de - aislamiento por envejecimiento prematuro, alguna maniobra errónea, etc., y en estas condiciones se debe estar en po - sibilidad de conocer en todos los puntos de una instala - ción las magnitudes de las corrientes de corto circuito.

Los estudios de corto circuito son necesarios en los siste - mas eléctricos en todas sus etapas, es decir desde la ge - neración hasta la utilización de la energía eléctrica por lo que es conveniente establecer en primera instancia pa - ra que sirva este estudio y en que nivel lo debe tratar -

un proyectista.

En forma general se puede decir que de un estudio de corto circuito da información que permite:

- a) Calcular las corrientes de corto circuito para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red.
- b) Determinar las potencias de corto circuito en los términos del inciso anterior.
- c) Calcular las corrientes de corto circuito para efectos térmicos y dinámicos.

3.2 SIMETRIA Y ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Las corrientes de corto circuito, se expresan en amperes - instantáneos de pico o en forma más común, en amperes r.m.c. simétricos o asimétricos.

Su magnitud y duración, dependen del tipo del dispositivo - protector contra sobrecorrientes utilizado.

Analizaremos los siguientes cuatro tipos:

- a) Corriente simétrica eficaz (r.m.c.) en amperes.
- b) Corriente máxima r.m.c. de una fase, en amperes.
- c) Corriente trifásica promedio r.m.c. en amperes.
- d) Corriente instantánea de pico, en amperes.

En la figura No. 1, se presenta el oscilograma de las ondas de tensión y corriente en circuito reactivo.

La corriente simétrica r.m.c. se encuentra representada - por la línea horizontal cuya ordenada es igual a 1, mientras que la corriente instantánea de pico se encuentra representada por la línea horizontal de ordenada igual a $I_{\text{máx.}}$

Este oscilograma corresponde a un circuito que contiene únicamente reactancia. La corriente de corto circuito es simétrica con respecto al eje cero y se inicia cuando la onda de tensión pasa por su valor máximo.

En el oscilograma de las ondas de tensión y corriente de la figura No. 2, la corriente de falla es totalmente asimétrica, pero simétrica con respecto al eje cero desplazado.

De la observación de las figuras No. 1 y 2, se concluye - que si la corriente de corto circuito se inicia cuando la onda de tensión pasa entre cero y su valor máximo, el eje cero sufrirá algún desplazamiento y por tanto, la corriente tendrá algún grado de asimetría con respecto al eje ce ro original.

En la figura No. 3, se presenta el oscilograma de las ondas de tensión y corriente de un circuito que contiene -- reactancia y resistencia. En este caso, el factor de potencia es diferente de cero.

La corriente de corto circuito se inicia a un ángulo θ , - medido a partir del paso de la onda de tensión por su valor cero, en dirección positiva.

La corriente de corto circuito más importante es la que - se presenta en la figura No. 4. El circuito en donde se

produce esta corriente, es aquel que contiene reactancia y resistencia, con factor de potencia diferente de cero.

El corto circuito ocurre a un ángulo de $90^\circ + \theta$, medido a partir del punto en donde la onda de tensión pasa por el eje cero en dirección negativa.

Las magnitudes de las crestas de los tres primeros lóbulos, son mayores que las crestas correspondientes a la corriente simétrica. También, los tres primeros lóbulos negativos son menores que los picos negativos de la corriente simétrica de falla.

Una falla súbita en un sistema de corriente alterna, trae consigo una componente de corriente directa asociada a la componente de corriente alterna, y cuando se adicionan, la corriente resultante es similar al que se presenta en el oscilograma de la figura No. 4, la cual es una corriente asimétrica con respeto al eje cero.

En esta misma figura observamos:

- a) La corriente máxima r.m.c. en una fase. Es el valor eficaz de la corriente asimétrica, incluyendo la componente de corriente directa, medida medio ciclo después de que se inicia la falla en una fase de un circuito polifásico. Esta es la mayor corriente que un dispositivo protector contra sobrecorrientes debe interrumpir.
- b) La corriente r.m.c. trifásica promedio. Es el valor eficaz promedio de las corrientes en las tres fases, incluyendo la componente de corriente directa. Se mide medio ciclo después de haberse iniciado la falla de un circuito trifásico.

Asimetría debida a la componente de corriente directa.

Una corriente asimétrica se comporta como si fuera la suma de dos corrientes que simultáneamente fluyeran en el mismo circuito. Una es la corriente simétrica y la otra es la componente de corriente directa, cuya magnitud depende del instante en que se inicia la falla. Puede valer cero (figura No. 3) o ser máxima (figura No. 4).

Puesto que la corriente normal de un circuito no puede -- cambiar instantáneamente a su valor de falla, debido a la oposición que presenta la inductancia de aquel, la componente de corriente directa fluye para satisfacer el efecto inductivo del circuito.

Al principio de la falla, la componente de corriente directa es de igual magnitud y de polaridad opuesta a la componente de corriente alterna de la corriente de corto circuito.

Debido a que la tensión se reduce a cero durante la falla, la componente de corriente directa decae a cero; la rapidez con que decae depende de la relación X/R del circuito, hasta el punto de falla.

3.3 APLICACIONES DEL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO Y ELEMENTOS NECESARIOS PARA SU REALIZACION.

Los estudios de corto circuito en los sistemas eléctricos como algunos otros se hacen con un propósito específico - es decir que deben tener una aplicación concreta para la solución de un probable problema. En principio se puede decir que el corto circuito es una condición indeseable - en un sistema eléctrico pero que se puede presentar con una cierta probabilidad con diferentes orígenes primarios por lo que se debe considerar esto en los diseños a fin de prevenir sus efectos y proveer de elementos de desconexión adecuados.

En general se puede mencionar que un estudio de corto circuito sirve para:

- Determinar las características interruptivas de los elementos de desconexión (Interrupción) de las corrientes de corto circuito como son interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- Realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de corto circuito.
- Hacer los estudios térmicos y dinámicos debidos a los efectos de las corrientes de corto circuito en algunos elementos de las instalaciones como son sistemas de barras, tableros, cables, etc.
- Relacionar los efectos del corto circuito con otros estudios de sistema como por ejemplo los estudios de estabilidad.

En función de lo anterior se observa que es importante para cualquier instalación eléctrica hacer el estudio de -- corto circuito, por lo que es necesario saber en principio que elementos intervienen y en que forma, así como el nivel de detalle requerido en cada caso.

Un sistema eléctrico está constituido básicamente por -- fuentes productoras de energía, elementos de transformación, líneas, etc., así como los elementos de consumo -- (cargas) que eléctricamente hablando se pueden dividir en elementos activos (fuentes) y elementos pasivos (en general las impedancias de los distintos elementos), es decir se consideran como elementos activos a fuentes suministradoras de las corrientes de corto circuito a:

- Compañía suministradora.
- Generadores.
- Motores síncronos.
- Motores de inducción.

Son elementos pasivos o limitadores de las corrientes de corto circuito.

- Las impedancias de las máquinas rotatorias (generadores, motores síncronos y de inducción), las cuales son variables con el tiempo.
- Las impedancias de las líneas, transformadores y en general todo tipo de reactores y resistencias limitadoras. - (Son de un valor fijo).

(X_d'') REACTANCIA SUBTRANSITORIA. Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el corto circuito y determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos (hasta 0.1 seg.).

(X'_d) REACTANCIA TRANSITORIA. Es la reactancia inicial - aparente del estator, si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y se considera solamente los efectos del arrollamiento del campo inductor. -- Esta reactancia determina la corriente que circula durante el período siguiente cuando la X''_d actuó. (Hasta 1/2 a 2 -- Seg.).

(X_d) REACTANCIA SINCRONA. Es la reactancia que determina el flujo de corriente cuando las condiciones se han estacionado y es efectiva hasta algunos segundos después de -- ocurrir el C.C.

En los generadores y motores síncronos se presentan los 3 tipos de reactancias anteriores, en el motor de inducción solamente la subtransitoria y en la compañía suministrado ra que contribuye en forma constante al corto circuito se representa su impedancia por un valor único referido al -- punto de acometida.

La corriente total de corto circuito está formada por los componentes de todas las fuentes conectadas al circuito. -- Las contribuciones de las máquinas giratorias van decreciendo de tal forma que la corriente simétrica inicialmente es máxima y decrece hasta que se alcanza el valor de estado estable.

Este decaimiento se conoce como el decremento de corriente alterna de la corriente de corto circuito. La figura 6 -- muestra el decaimiento simétrico de la corriente de corto circuito de varias fuentes.

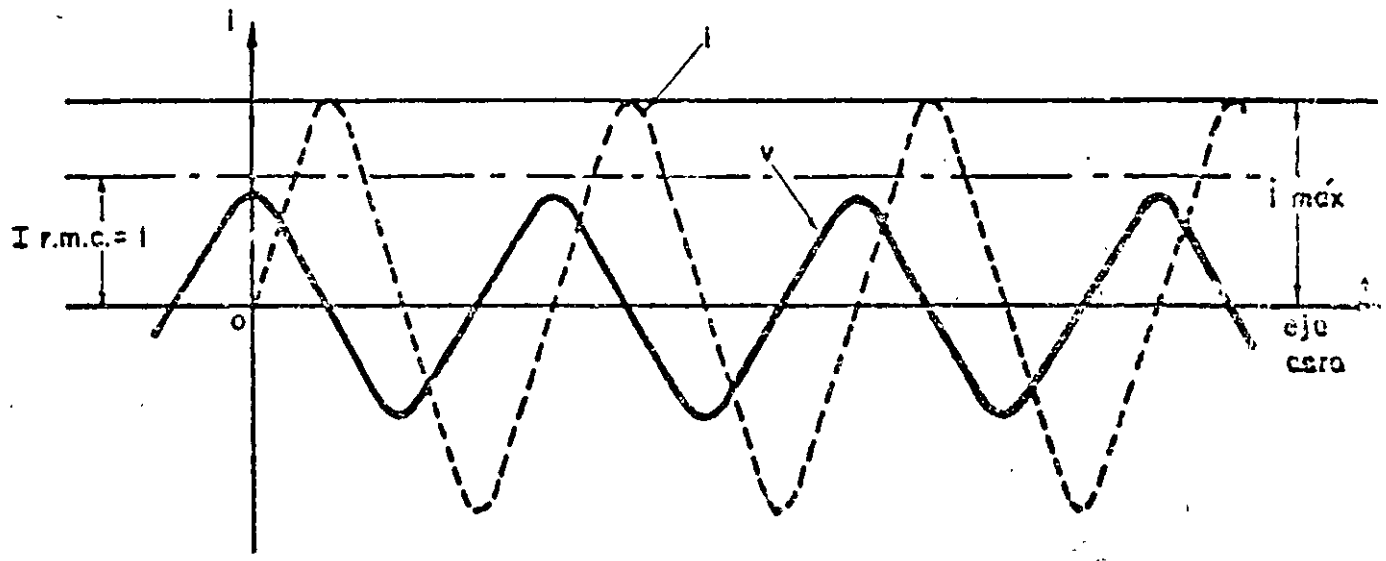


Figura No. 1.- Corriente de falla simétrica en un circuito reactivo; factor de potencia = 0. La corriente de falla comienza cuando la onda de tensión pasa por su valor máximo.

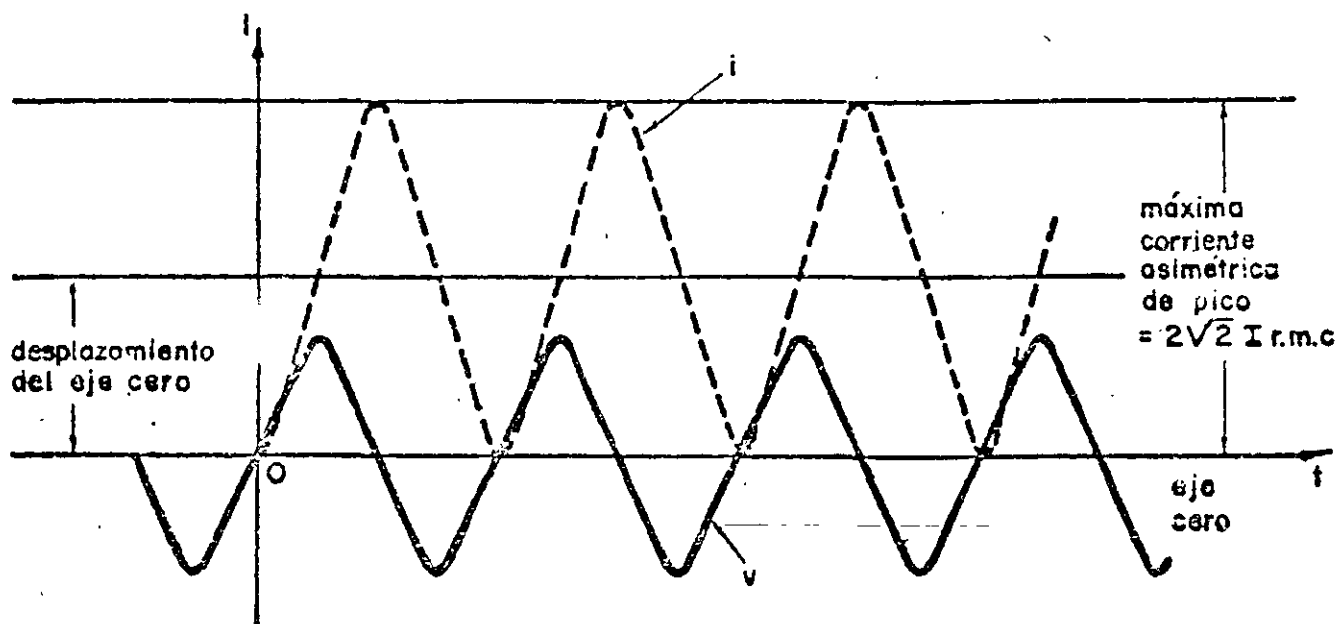


Figura No. 2.- Corriente de falla totalmente asimétrica en un circuito reactivo; factor de potencia = 0. La corriente de falla se inicia cuando la onda de tensión pasa por cero, en dirección positiva.

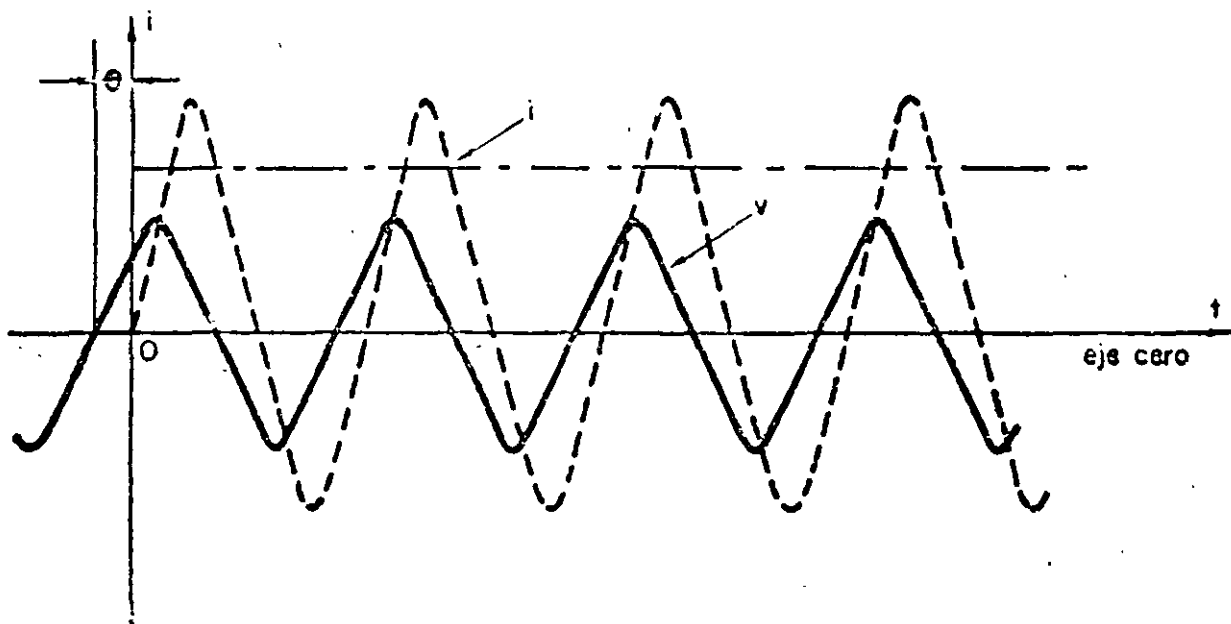


Figura No. 3.- Corriente de falla, simétrica en un circuito con --- reactancia y resistencia; factor de potencia = $\cos \theta$, $\neq 0$

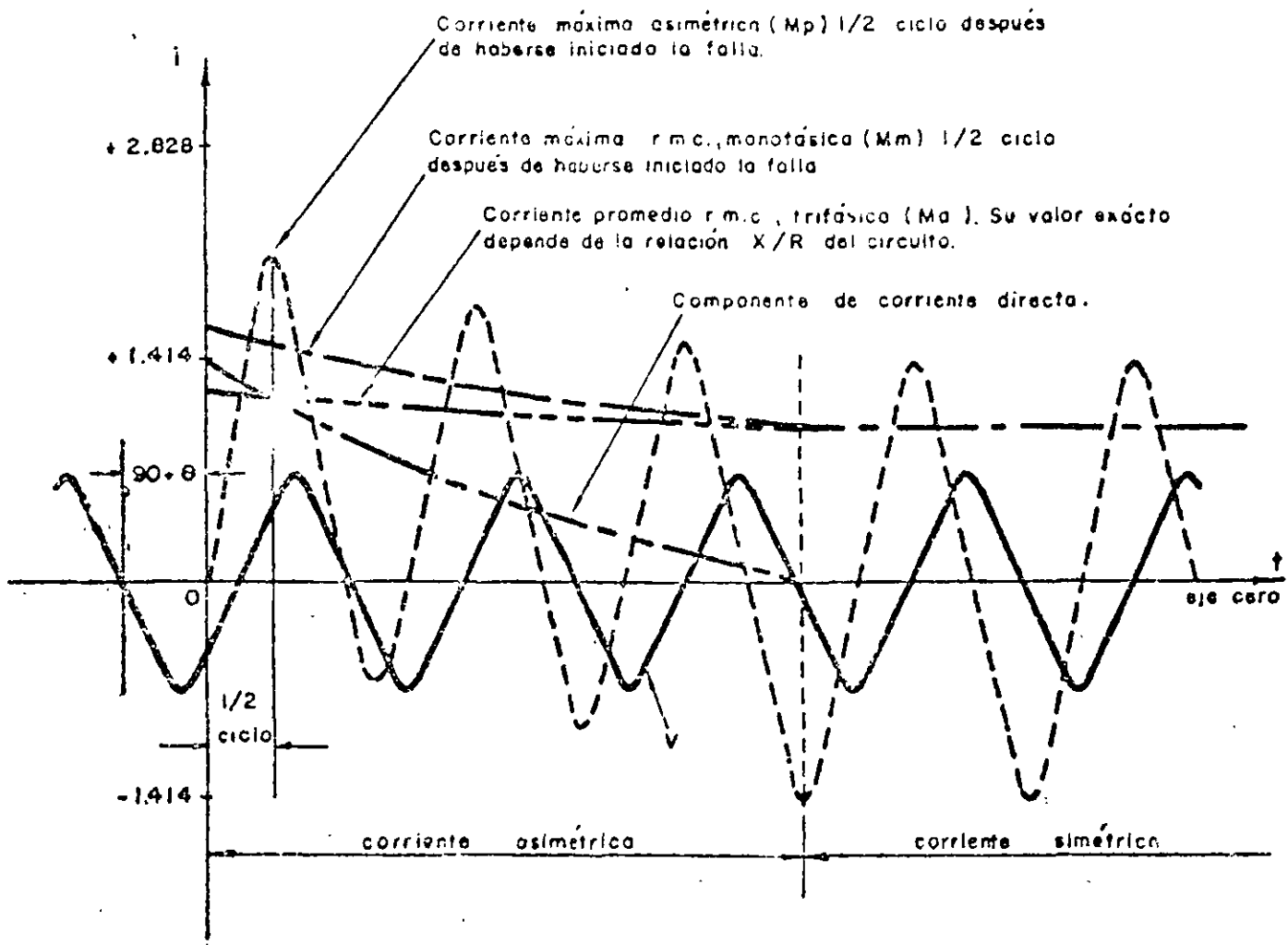
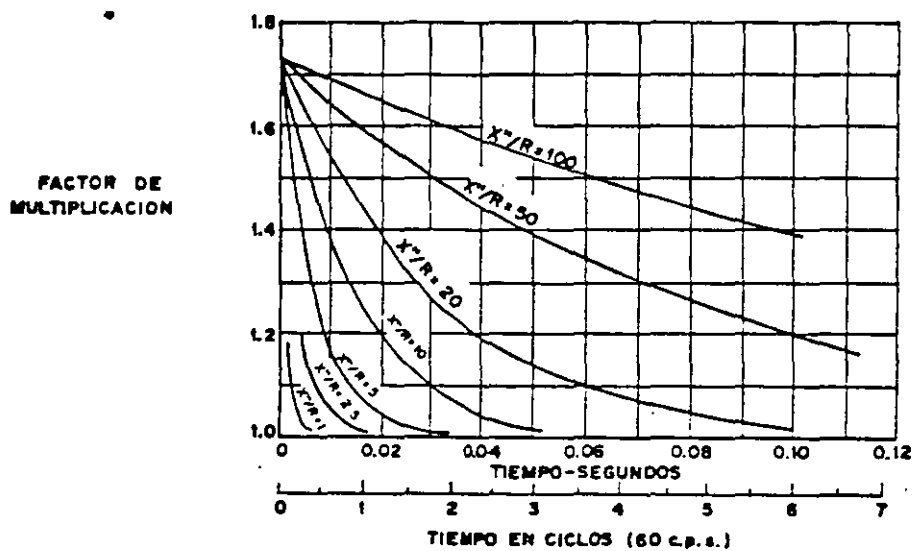


Figura No. 4.- Corriente de falla asimétrica, en un circuito con - reactancia y resistencia; factor de potencia = $\cos \theta$.

$\neq 0$

LOS FACTORES DE MULTIPLICACION PUEDEN TOMARSE DE LA SIGUIENTE GRAFICA, OBSERVESE QUE EL MAXIMO VALOR QUE PUEDE ALCANZAR LA COMPONENTE DE C. D. ES 1.732 VECES EL VALOR RMS DE LA COMPONENTE DE C. A.



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D.

FIGURA No. E

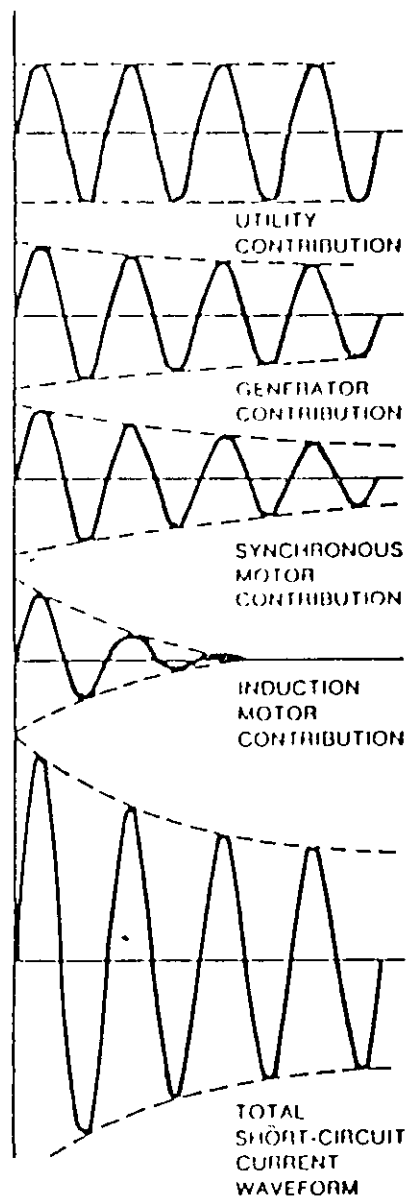


Fig 6
Decreasing Symmetrical Short-Circuit Current Waveform

3.4 TIPOS DE FALLAS A ESTUDIAR.

En un sistema eléctrico de potencia en la realidad existe la posibilidad de que se presenten diferentes tipos de fallas por corto circuito, en general se pueden mencionar las siguientes:

- Falla de línea a tierra (Fase a tierra).
- Falla de línea a línea (Fase a Fase).
- Falla de dos líneas a tierra.
- Falla trifásica.

En los sistemas eléctricos se puede observar que en términos generales la falla por corto circuito que tiene la probabilidad de ocurrencia mayor es la denominada de línea a tierra y en orden descendiente seguiría la de línea a línea quedando en último término la falla trifásica cuya ocurrencia se presenta principalmente por causas accidentales.

Con propósito de determinación de las características del equipo de protección así como la protección misma y los estudios de esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica normalmente se efectúan estudios de corto circuito para fallas.

- De línea a tierra.
- Trifásica.

La primera por ser la más probable de ocurrir como ya se mencionó y la segunda porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia es la que puede someter a los equipos, máquinas y/o aparatos a los esfuerzos más severos y además desde el punto de vista analítico resulta la --

más fácil de estudiar y sus resultados son bastante satisfactorios para las distintas aplicaciones especialmente - en instalaciones eléctricas de distribución o las denominadas instalaciones y subestaciones eléctricas tipo industrial.

Por las razones anteriores solo se pondrá atención al estudio de corto circuito para fallas trifásicas y para fallas de línea a tierra, sin que esto quiera decir que el análisis completo para un sistema no considera las otras fallas para analizar el comportamiento del sistema bajo estudio bajo diferentes condiciones por corto circuito.

3.5 EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

3.5.1 Representación de elementos.

Un estudio de corto circuito se inicia siempre con un diagrama unifilar del sistema por estudiar en donde se indiquen - todos los elementos que van a intervenir, especialmente las fuentes y elementos pasivos dando los valores de potencias, tensiones e impedancias siempre que sea posible.

3.5.2 Métodos para el cálculo de corto circuito.

Existen varios métodos que permiten determinar las corrientes de corto circuito en un sistema. En general, los cálculos más complejos proporcionan mayor exactitud; por lo que, de acuerdo al grado de exactitud que se requiera, deberá -- ser el método a emplear para determinar las corrientes de - corto circuito del sistema en cuestión.

- A) Método de las componentes simétricos.
- B) Método de los MVA'S
- C) Método Ohmico.
- D) Método por unidad.
- E) Procedimiento por computadora empleando el método E/X -- con ajuste de los decrementos de CA y CD. (De acuerdo a lo establecido en el estándar ANSI/IEEE C37.010-1979.)

A) EL METODO DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS.

A este método se le conoce como tal debido a que para el estudio de las distintas fallas las considera en general como desbalanceadas y entonces se descompone un sistema de vectores corrientes o voltajes desbalanceados por una equivalente de tres sistemas de vectores balanceados de-

nominados de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero basándose en la teoría de las componentes simétricas. Como no es el propósito de este capítulo profundizar en esto, más bien ver las aplicaciones al cálculo de fallas, se hará una breve descripción del principio básico de aplicación para las fallas de línea a tierra y trifásica.

A.1) FALLA DE LINEA A TIERRA.

En este tipo de falla la corriente está afectada por la forma en que se encuentran los neutros del sistema conectados a tierra, ya que representan los puntos de retorno para la circulación de las corrientes de secuencia cero, de tal forma que para su estudio en los diagramas de reactancias es necesario considerar este aspecto en la denominada red de secuencia -cero que está constituida por las impedancias de secuencia cero del sistema bajo estudio.

La determinación de la corriente *total* de falla en un punto se obtiene como *la contribución* de las corrientes de corto circuito por los elementos activos de la red bajo estudio en ese punto; esto significa que se requiere elaborar un diagrama de impedancias que considere a las llamadas impedancias de secuencia positiva, otro que considere a las de secuencia negativa y una más que contenga a las de secuencia -cero a partir de estos diagramas se obtienen equivalentes en cada caso vistas del punto de la falla hacia la fuente de alimentación del corto circuito..

Lo anterior conduce a que el inicio de un estudio de corto circuito para una falla de línea a tierra (como para cualquier otro tipo de falla) debe ser la elaboración de los diagramas de impedancias para el

sistema bajo estudio, para esto el procedimiento puede ser el siguiente:

-Se parte de un diagrama unifilar del sistema por estudiar en donde se representen los elementos principales para el estudio, es decir las fuentes como -- son generadores, motores síncronos, motores de inducción, etc., los elementos pasivos como transformadores, líneas, reactores, etc., indicando los -- principales datos para cada elemento como son potencia nominal, tensión nominal, reactancias transitorias, subtransitorias y de secuencia cero en generadores y motores, impedancias de transformadores, líneas, reactores y en general, elementos limitadores de corrientes.

-Se selecciona una potencia base y las tensiones base convenientes para referir todas las impedancias a un valor común de potencia y a las tensiones adecuadas.

-Se elaboran los diagramas de impedancias del sistema, indicando sobre estas los valores de impedancias de los distintos elementos, ya estando referidos a una base común.

Para la elaboración de los diagramas de impedancia se puede proceder como sigue:

DIAGRAMAS DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA.

Este diagrama se puede obtener en una forma bastante simple reemplazando cada elemento del sistema mostrado en el diagrama unifilar por su impedancia ya referida a la base común y representando también a las fuentes de voltaje con sus valores expresados en por

unidad y referidas también a una base de tensión común.

En el caso de las fuentes de voltaje es necesario -- considerar que dependiendo de la impedancia y magnitud del sistema se pueden obtener fuentes equivalentes para los generadores, motores síncronos y grupos de motores de inducción.

El punto o barra de referencia para la red de secuencia positiva está representada por el neutro del sistema de tal forma que una red de secuencia positiva se pueda formar de acuerdo a lo indicado para el sistema siguiente.

Red o sistema

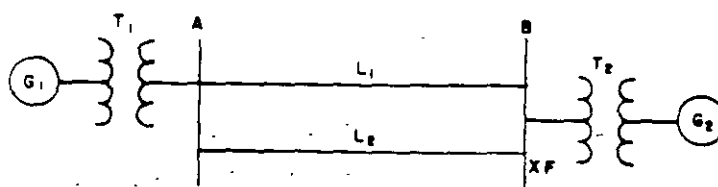


Diagrama o red de secuencia positiva.

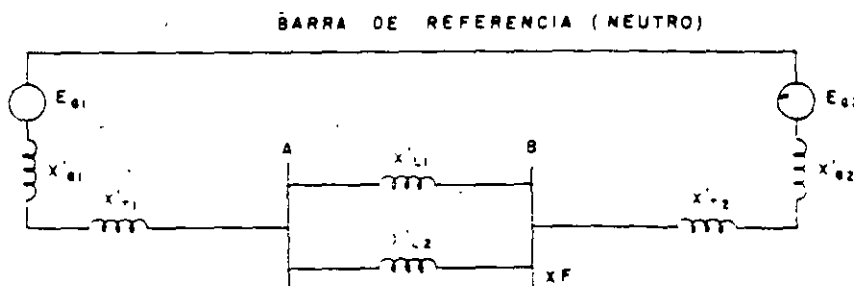


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA NEGATIVA.

El diagrama de impedancias de secuencia negativa para un sistema o red eléctrica se elabora en la misma forma que el de secuencia positiva y de hecho la única diferencia consiste en que el diagrama de secuencia negativa no contiene fuentes de voltaje como ocurre en el diagrama de secuencia positiva. Es bastante común que en los estudios de cortocircuito de fase a tierra se haga solo el diagrama de secuencia positiva y las reactancias se tomen igual para la secuencia negativa en la fórmula de cálculo.

Para el sistema mostrado antes la red de secuencia negativa sería entonces la siguiente:

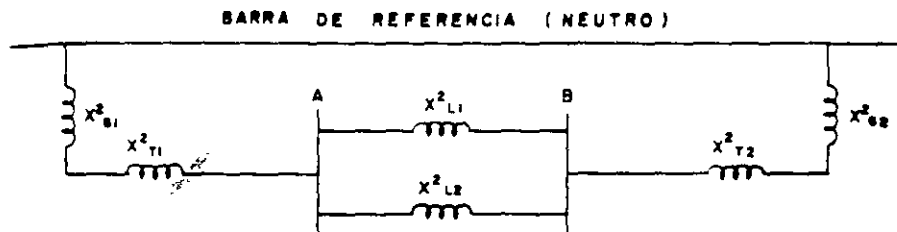
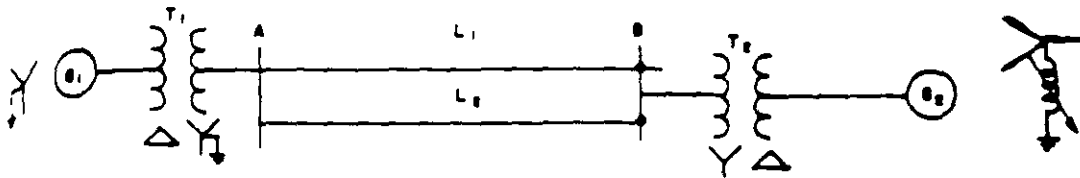


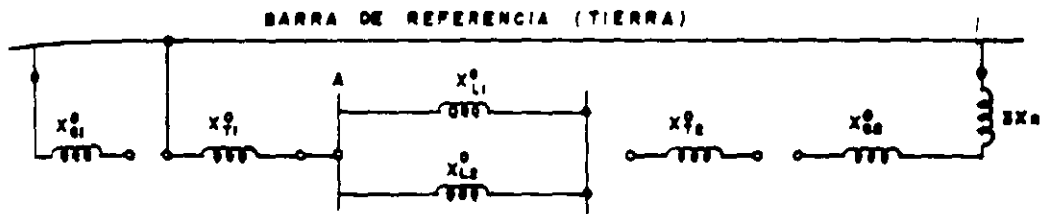
DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO.

La elaboración del diagrama de impedancias de secuencia cero requiere de consideraciones adicionales a las hechas para los diagramas de secuencia positiva y negativa ya que las corrientes de secuencia cero que circulan a través de estas impedancias lo hacen a tierra, por lo que incluye en forma determinante la forma en como se encuentren los neutros de los distintos elementos conectados a tierra.

Como ejemplo de elaboración del diagrama de secuencia cero para una red consideremos el mismo sistema que se tomó para elaborar las redes de secuencia positiva y negativa, indicando además, la forma en como se encuentran los neutros conectados a tierra.



Barra de referencia (tierra)



CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Para la fálta de línea a tierra usando el método de las --componentés simétricas se puede calcular la corriente total de falla en un punto dado del sistema aplicando la expresión

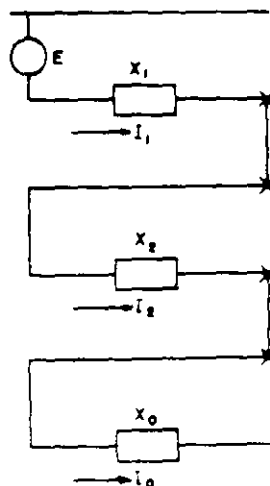
$$I_a = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0} \quad (\text{p.u.})$$

Suponiendo que la falla ocurrió entre la fase a tierra la corriente por calcular es I_a , pero para cualquier fase que estuviera en falla la expresión sería la misma, solo existiría un defasamiento.

X_1 representa la reactancia de secuencia positiva equivalente entre el punto de falla y la fuente de alimentación - X_2 es la reactancia de secuencia negativa entre el punto de falla y la fuente y X_0 también representa una reactancia equivalente, pero de secuencia cero entre la falla y el punto de alimentación, considerando las conexiones a tierra de los neutros.

La expresión anterior supone que las corrientes (de secuencia) en cada diagrama de secuencias son las mismas o sea -- que se encuentran conectadas en serie o sea que:

$$I_1 = I_2 = I_0, I_a = 3I_1 = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0}$$



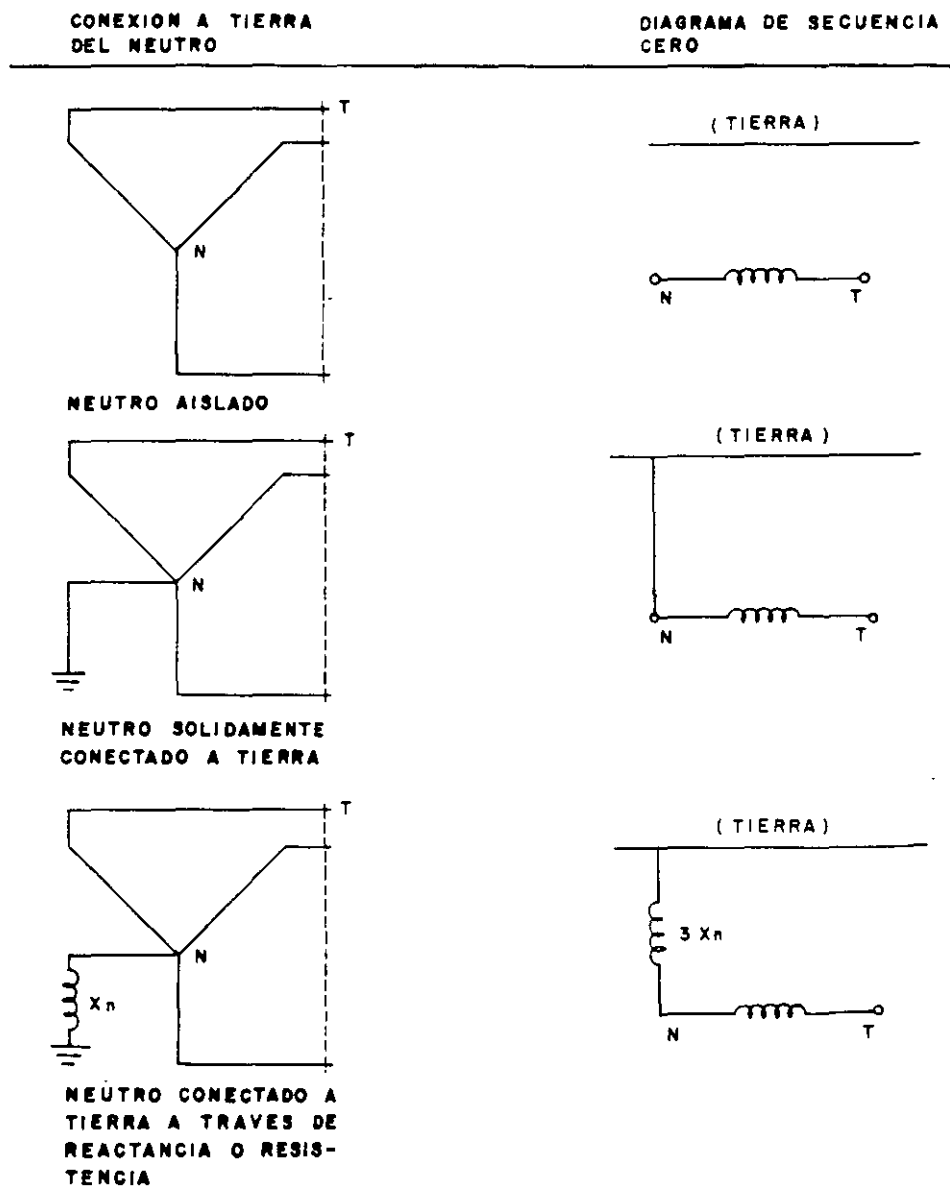
Es bastante común que las impedancias de secuencia positiva y negativa sean iguales, por lo que entonces la expresión para el cálculo de la corriente de falla a tierra se puede simplificar como:

$$I_a = \frac{3E}{2X_1 + X_0}$$

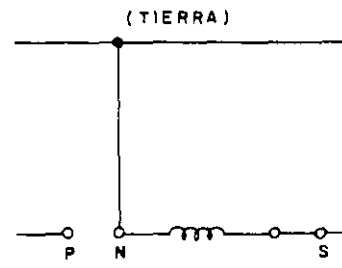
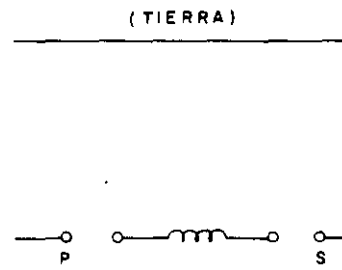
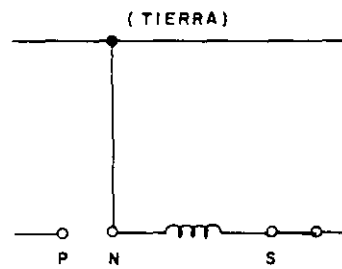
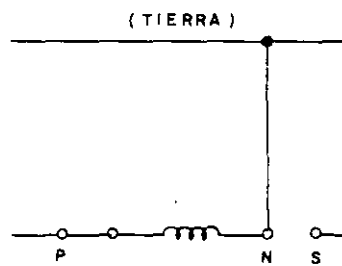
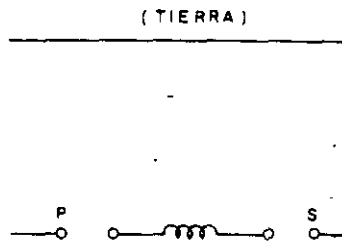
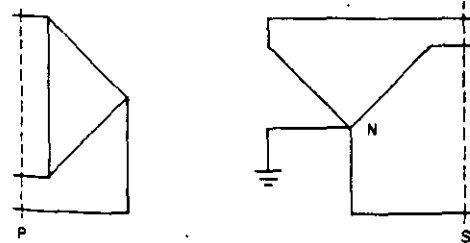
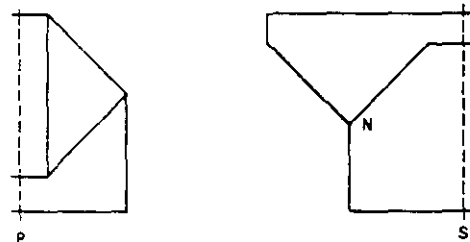
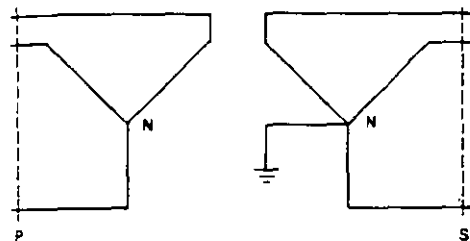
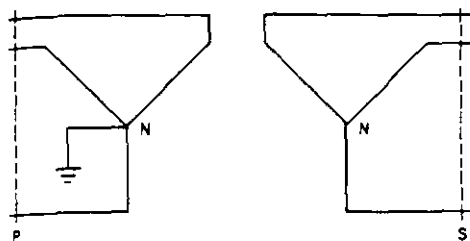
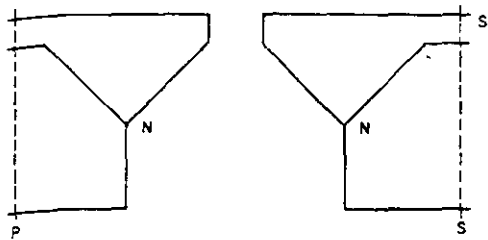
Siendo: E = Tensión de la fuente en por unidad.

Antes de pasar a la elaboración de los diagramas de secuencia cero es conveniente hacer una breve revisión de la forma en como se conectan a tierra y sus correspondientes diagramas de reactancias para algunos elementos aislados, en particular los generadores y transformadores.

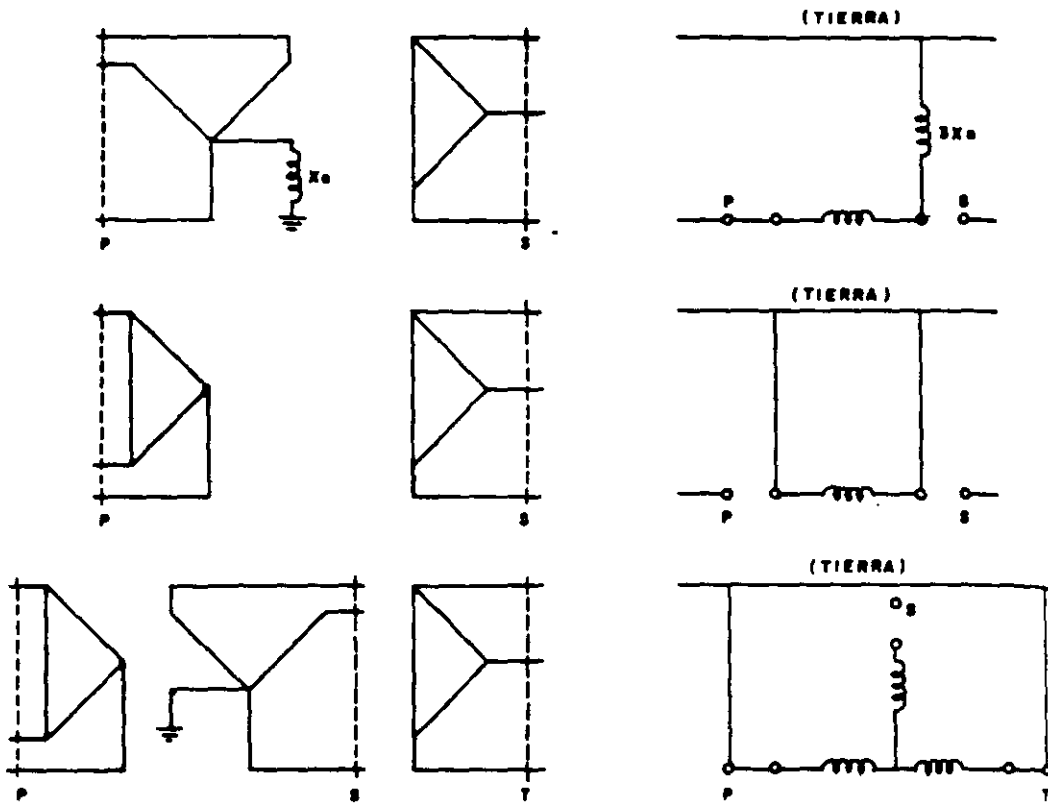
GENERADORES



TRANSFORMADORES



Transformadores





**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

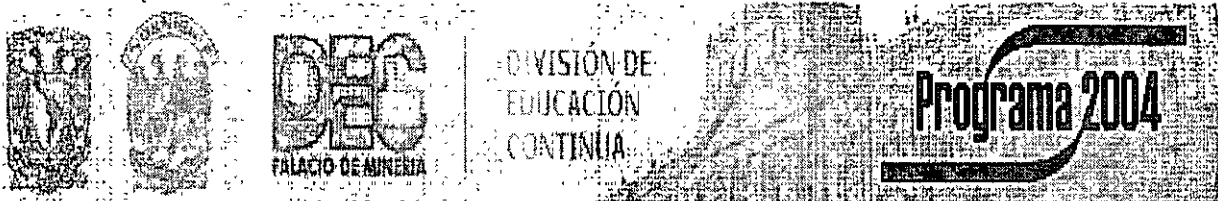
TEMA:

PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



(70)

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

1.- INTRODUCCION

La protección de los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, impone la necesidad de utilizar dispositivos de protección adecuados para limitar la magnitud de las sobretensiones (y sobrecorrientes) y de esta manera definir niveles de aislamiento más bajos, que sean capaces de soportar este límite de sobretensión durante la vida útil de los equipos eléctricos.

El apartarrayos, es sin lugar a dudas, uno de los dispositivos de protección más importantes que se utiliza en los sistemas eléctricos, para asegurar la continuidad de servicio, a pesar de la frecuente aparición de sobretensiones originadas por la presencia de descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones de tipo externo en los sistemas eléctricos, dichas sobretensiones se deben básicamente a la acumulación de grandes cantidades de carga eléctrica en las líneas aéreas, por la ocurrencia de los rayos. Las descargas atmosféricas pueden caer directamente a las líneas (siendo un caso poco frecuente debido a que las líneas normalmente poseen protección con hilos de guarda) y cuando esto sucede, la carga eléctrica se acumula directamente sobre dicha línea. La acumulación de carga también puede originarse por el fenómeno de inducción electrostática, debido a la presencia de campos eléctricos entre las nubes y tierra durante una tormenta o por descarga directa sobre el hilo de guarda.

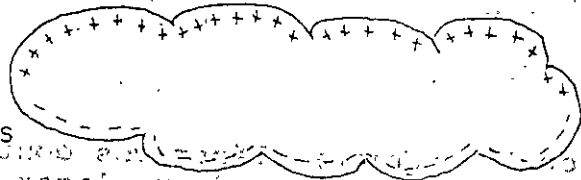
Existen varias teorías que tratan de explicar el mecanismo de cargas eléctricas de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de hielo o agua que forman la nube, constituye una máquina electrostática gigante que carga la nube.

Cabe mencionar que en el momento que acontece una descarga atmosférica (ya sea directa o por inducción), la onda de sobretensión resultante se divide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones, a una velocidad cercana a la luz; tal como se muestra en la Fig. 1 y se puede expresar de la forma siguiente:

$$V = 1/2 Z_0 I_c$$

dónde I_c es el valor de cresta de la corriente del rayo y $Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

CARGAS POSITIVAS



CARGAS NEGATIVAS

RAYO

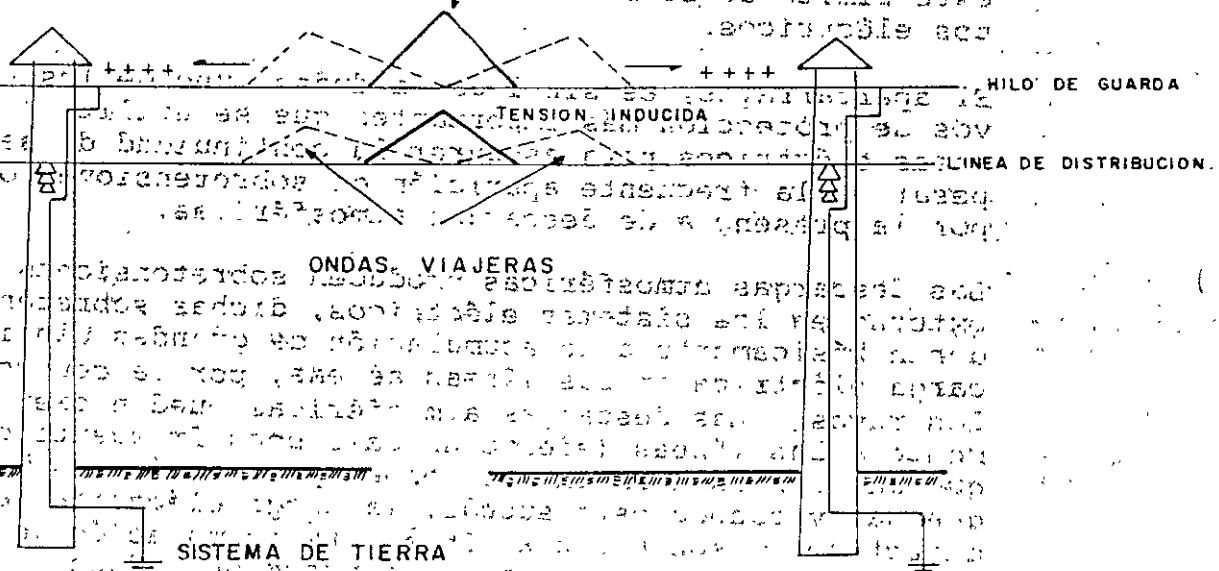


FIG. 1.- ONDA DE SOBRETENSION RESULTANTE, DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SOBRE EL HILO DE GUARDA.

La cantidad de carga que viaja a lo largo de la línea constituye una onda viajera de corriente y voltaje; dicha onda se ve distorsionada por pérdidas de energía, debido básicamente a: pérdidas en el conductor, pérdidas por conducción a tierra, pérdidas dieléctricas en los aisladores, radiación electromagnética y efecto corona.

La distribución de la carga eléctrica y su velocidad de propagación, son de tal magnitud que la onda de tensión puede llegar a tener frentes demasiados escarpados; siendo el tiempo de frente para una onda completa de descarga del orden de 1 a 20 μs . Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir sobretensiones del orden de muchos millones de Volts con corrientes de

ESCALA
PROBABILISTICA

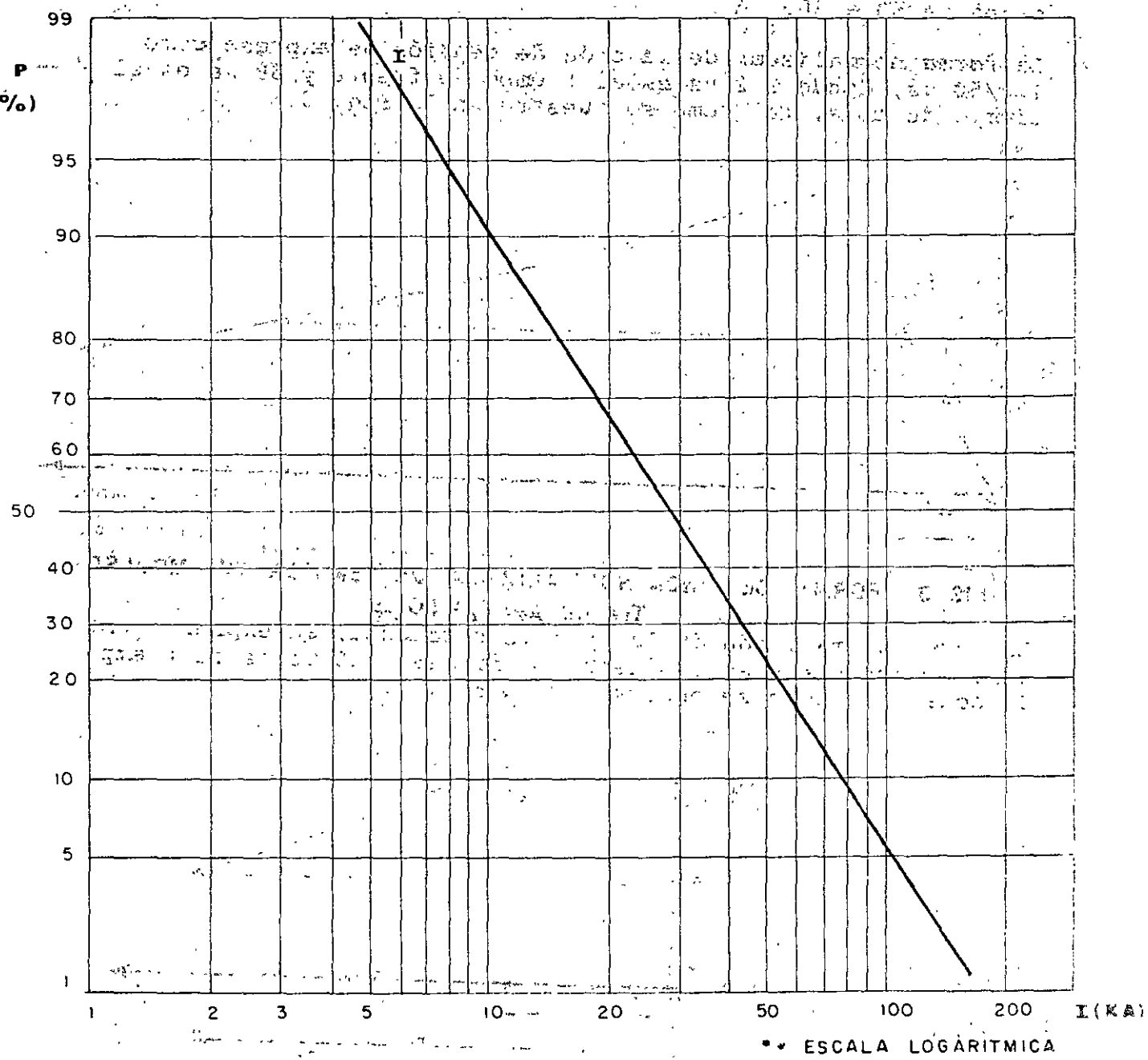


FIG. 2.- CURVA TÍPICA DE PROBABILIDAD DE QUE CAIGA UN RAYO CON DETERMINADO VALOR DE CORRIENTE

descargas de muchos miles de Amperes (A); experimentalmente se ha encontrado que el valor medio de la distribución de la corriente medida es alrededor de 30 kA, tal como se muestra en la Fig. 2. Para el caso de sobretensiones por inducción, producen solamente algunos cientos de miles de Volts con corrientes de descargas del orden de 50 a 2000 A.

La forma normalizada de la onda de tensión se expresa como $1.2/50 \mu s$, donde $1.2 \mu s$ es el tiempo de frente y $50 \mu s$ es el tiempo de cola, tal como se muestra en la Fig. 3.

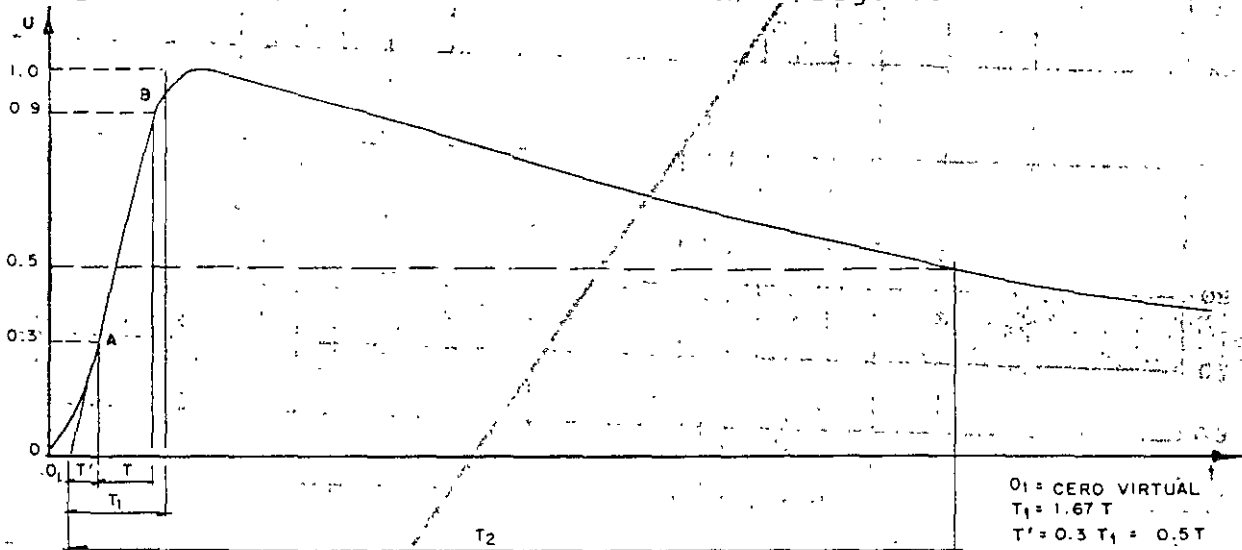


FIG. 3.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE TENSION DE IMPULSO

$$T_1 = 1.2 \mu s / T_2 = 50 \mu s$$

La forma normalizada de la onda de corriente, se expresa como $8/20 \mu s$ donde $8 \mu s$ es el tiempo de frente y $20 \mu s$ es el tiempo de cola; tal como se observa en la Fig. 4.

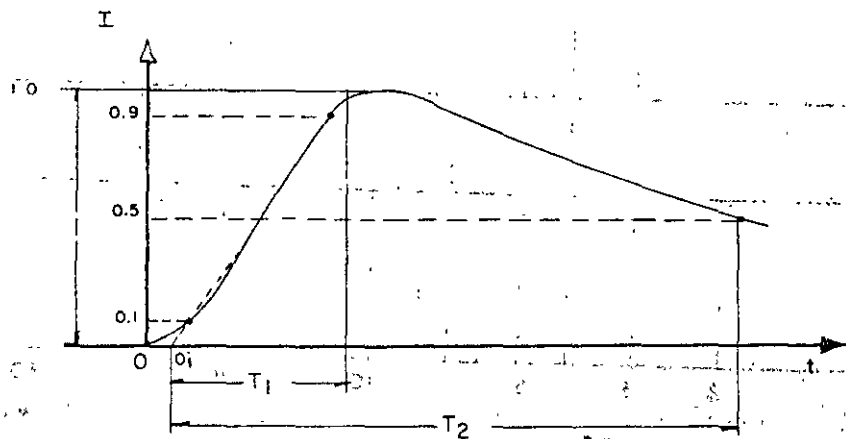


FIG. 4.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE CORRIENTE DE IMPULSO

$$T_1 = 8 \mu s / T_2 = 20 \mu s$$

Cuando una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es como si fuera un circuito

abierto, debido a la alta reactancia inductiva del transformador y a la muy alta frecuencia de la onda; como consecuencia, la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega; obteniéndose como resultante una onda que tiende a duplicarse si el frente de la onda incidente es muy pronunciada.

2.- FUNCIONAMIENTO DEL APARTARRAYOS

Antes de explicar el funcionamiento del apartarrayos, conviene hacer énfasis sobre el comportamiento de sus componentes principales como son: cuernos de arqueo y resistencia limitadora de corriente, y finalmente la integración de ambos (apartarrayos).

2.1 Cuernos de arqueo

Los cuernos de arqueo son un dispositivo de protección contra sobretensiones, que consiste de una distancia dieléctrica de aire entre un electrodo energizado y otro aterrizado.

Este tipo de protección es adecuado para instalaciones en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y las sobretensiones de tipo interno sean de valores bajos.

Los cuernos de arqueo normalmente se encuentran instalados entre la boquilla del transformador y tierra, de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no dañe la superficie del aislador u otro equipo cercano; incluso bajo condiciones extremas de lluvia o contaminación; para lograr condiciones seguras de trabajo es normal tener distancias dieléctricas de 0.75 d para tensiones bajas, 0.3 d para las más altas; "d" es la separación entre electrodos.

La separación de los electrodos se selecciona de tal forma que exista un margen adecuado (25%) entre el nivel de aislamiento de la máquina y el nivel de protección.

Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los factores siguientes:

- . Separación de los electrodos
- . Densidad relativa del aire
- . Forma de los electrodos
- . Material de los electrodos
- . Polaridad de la onda
- . Posición de los electrodos con respecto a sus soportes y objetos conductores o aislantes en su alrededor
- . Proximidad de partes aterrizadas
- . Número de operaciones sin que se afecte su forma y su respuesta, tomando en cuenta la magnitud y duración de la corriente de descarga.

En realidad, los cuernos de arqueo presentan una serie de desventajas que hacen verdaderamente restringido su campo de aplicación, siendo su uso no recomendable para proteger transformadores, por las razones siguientes:

- a) No protegen aislamientos reducidos
- b) Permite un cortocircuito en el sistema
- c) El interruptor debe librar falla
- d) Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para el aislamiento.

En las Fig. 5 y 6, se muestran dos casos típicos de cuernos de arqueo para transformadores.

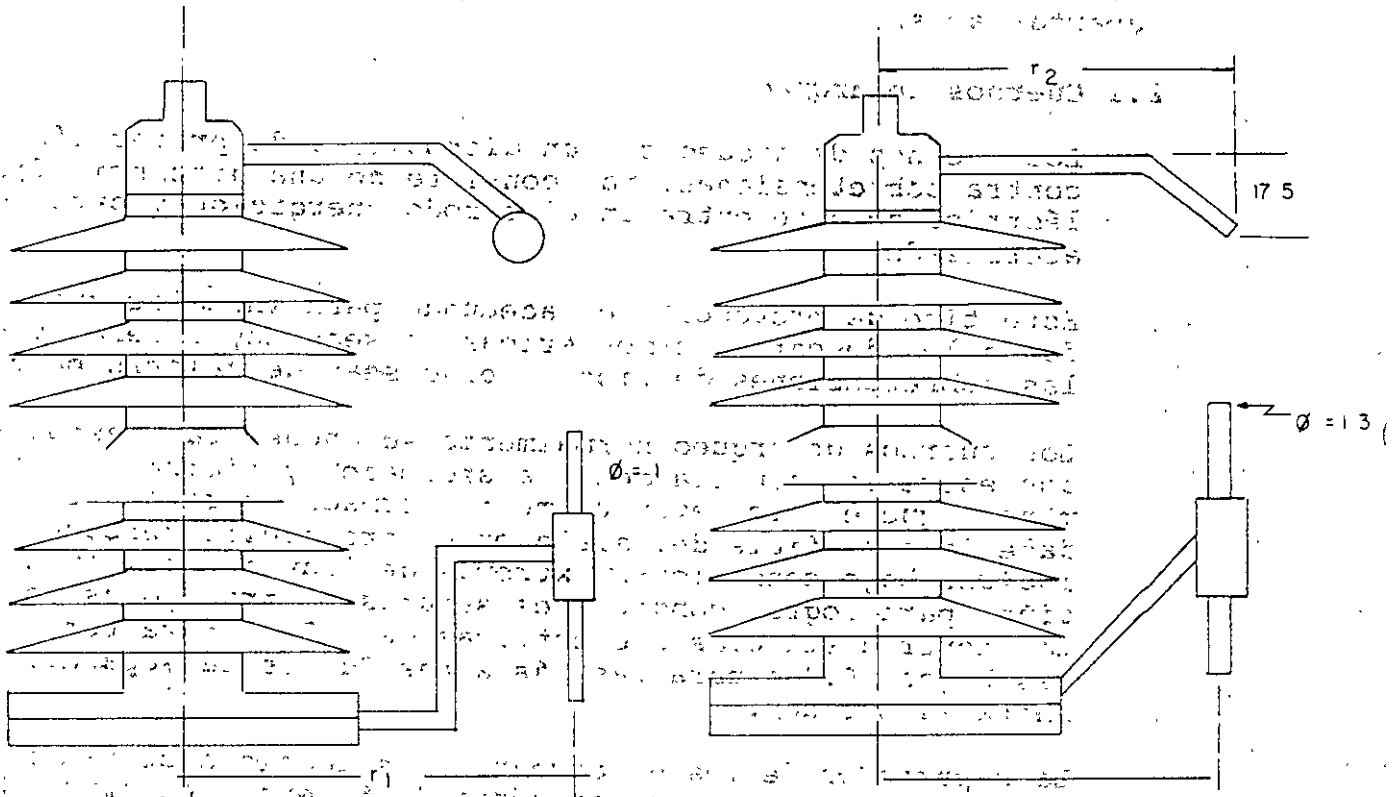


FIG. 5

FIG. 6

FIG. 5 y 6.- CASOS TÍPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL (kV cresta) EQUIPO	Fig. No.	r ₁ cm	r ₂ cm
24	125	5	10 - 11.5	12
36	170	5	14 - 16.5	13
52	250	5	22 - 26	18
72.5	325	6	30 - 34	23

Valores referidos a 760 Hg. y 20°C

No obstante que los explosores se coloquen dentro de un recipiente hermético de porcelana y que como consecuencia sean más controlables las características de disparo, se tienen las desventajas mencionadas anteriormente.

2.2 Resistencia no lineal limitadora de corriente

Con la finalidad de eliminar la necesidad de que los electrodos sean robustos y el hecho de que el interruptor libre la falla, se requiere el uso en forma adicional de una resistencia con características no lineales en serie con los explosores encerrados en un recipiente hermético.

La resistencia no lineal tiene por un lado la función de presentar una alta resistencia para limitar a valores aceptables la corriente después de la descarga y por otro la de oponer una baja resistencia para que la corriente de la descarga atmosférica (rayo), no provoque una onda de tensión elevada que pueda ser perjudicial al equipo eléctrico.

3.3 Apartarrayos

Un apartarrayos debe actuar como un interruptor muy rápido, de manera casi instantánea para proteger los aislamientos de un equipo eléctrico, el cual se encuentra normalmente abierto, pero dispuesto a cerrar en el momento que aparezca una sobretensión transitoria de un valor prefijado y a reabrir rápidamente en cuanto el transitorio desaparece.

El apartarrayos se define como un dispositivo de protección que sirve para limitar una sobretensión transitoria en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de tensión.

Un apartarrayos está constituido básicamente por los componentes siguientes, tal como se muestra en la Fig.7.

- a) Explosores de arqueo
- b) Sistema de extinción del arco
- c) Resistencia no lineal limitadora de corriente ($I^2 = kE^D$)
- d) Resistencia en derivación no lineal.

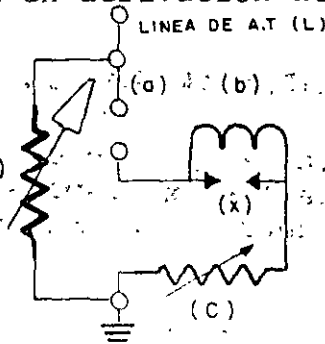


FIG.7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS

Suponiendo que como consecuencia de una descarga atmosférica llega una onda transitoria de tensión (E_1) entre la terminal de AT (L) y tierra, de tal magnitud, que es capaz de flamear los explosores (a), la onda (E_1), se cortará en algún punto y se establecerá una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión original (E_1) tendrá un nuevo valor (E_2), tal que:

$$I_2 Z_2 = E_2 < E_1$$

La energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la operación continua del apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.

En la Fig. 8 se observa una onda modificada después de la operación del apartarrayos:

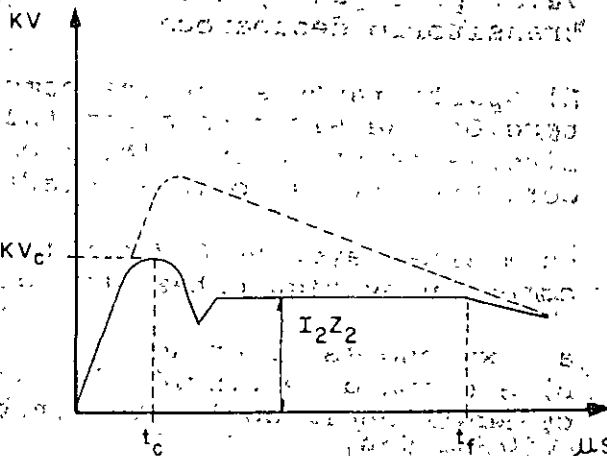


FIG. 8.- ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS

- El valor de cresta (kV_c) y el tiempo (t_c) depende de la respuesta de los explosores (a).
- El valor $I_2 Z_2$ depende de la resistencia serie no lineal (c).
- El tiempo final (t_f) de operación del apartarrayos, depende del dispositivo de extinción del arco.

3.- TIPOS DE APARTARRAYOS

Básicamente existen dos tipos de apartarrayos, siendo los siguientes:

- a) Expulsión
- b) Autovalvulares

El apartarrayos de expulsión consiste de un entrehierro o explosor externo en serie con contacto que genera gases al producirse calentamiento, en los extremos se encuentran montadas dos piezas metálicas que sirven como terminales para conectar el explosor y para la conexión a tierra del apartarrayos. Este tipo de apartarrayos actúa en forma semejante a una cuchilla fusible pero sin fusible, esto es, cuando ocurre una sobretensión elevada existe arqueó en las terminales del explosor exterior e interior con lo cual se forma una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo; una vez que desaparece la tensión del rayo, solamente queda la tensión, debido a la caída en el arco (tensión residual) dentro de la cámara de arqueo, causada por la corriente después de la descarga. Cuando la corriente, después de la descarga pasa por cero, el apartarrayos la interrumpe en forma efectiva en la cámara de arqueo, debido a la expulsión de los gases calientes que se forman al paso de la corriente de arqueo.

El apartarrayos autovalvular igual que el de expulsión tiene un explosor que cierra cuando arquea, debido a la presencia de una sobretensión elevada (tensión de disparo del apartarrayos) entre sus terminales y que reabre el circuito para interrumpir la corriente después de la descarga; dado que el explosor no es capaz de interrumpir corrientes elevadas, es necesario utilizar una resistencia no lineal en serie con dicho explosor para limitar la magnitud de la corriente.

4.- SELECCION Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico, en donde se debe hacer un compromiso, para optimizar los costos, el nivel de sobretensiones, el nivel de aislamiento de los elementos aislantes y equipos, y los dispositivos de protección.

La selección del apartarrayos para proteger transformadores de distribución normalmente se hace en base a la experiencia, sin embargo, para tener una idea más amplia sobre el criterio de selección, en seguida se mencionan las consideraciones principales:

- a) Aterrizamiento
- b) Tensión nominal
- c) Corriente de descarga
- d) Coordinación de aislamientos

a) Aterrizamiento

Con la finalidad de seleccionar adecuadamente la tensión nominal del apartarrayos, los sistemas trifásicos se pueden clasificar en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 , tal como se muestra en el cuadro 1.

CUADRO 1. CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES DE CONEXION A TIERRA DEL NEUTRO

TIPO DE SISTEMA		LIMITE DE LOS VALORES X_0/X_1	LIMITE DE LOS VALORES R_0/X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO (C_a)
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	
	B	≤ 3	≤ 1	0.8
	C	> 3	> 1	1.0
AISLADO	D	- 40 a - ∞		1.1
	E	0 a - 40		Requiere tensión nominal especial

Donde:

- X_0 - Reactancia de secuencia cero
- X_1 - Reactancia de secuencia positiva
- R_0 - Resistencia de secuencia cero
- C_a - Relación de tensión del apartarrayos/tensión del sistema

- Tipo A - Este sistema tiene su neutro conectada en forma efectiva a tierra.
- Tipo B - Este sistema tiene su neutro sólidamente conectado a tierra.
- Tipo C - Este sistema tiene su neutro conectado a través de una resistencia limitadora, reactor, neutralizador de corriente de falla o transformador de tierra.
- Tipo D - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud usual.
- Tipo E - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud no usual.

Como se puede observar en el Cuadro 1, se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra y como consecuencia la tensión de las fases sanas pueden ser mayor que la normal, dependiendo del tipo de sistema.

En la Fig. 9 se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla de una fase a tierra contra relación X_0/X_1 para diferentes valores de R_0/X_1 .

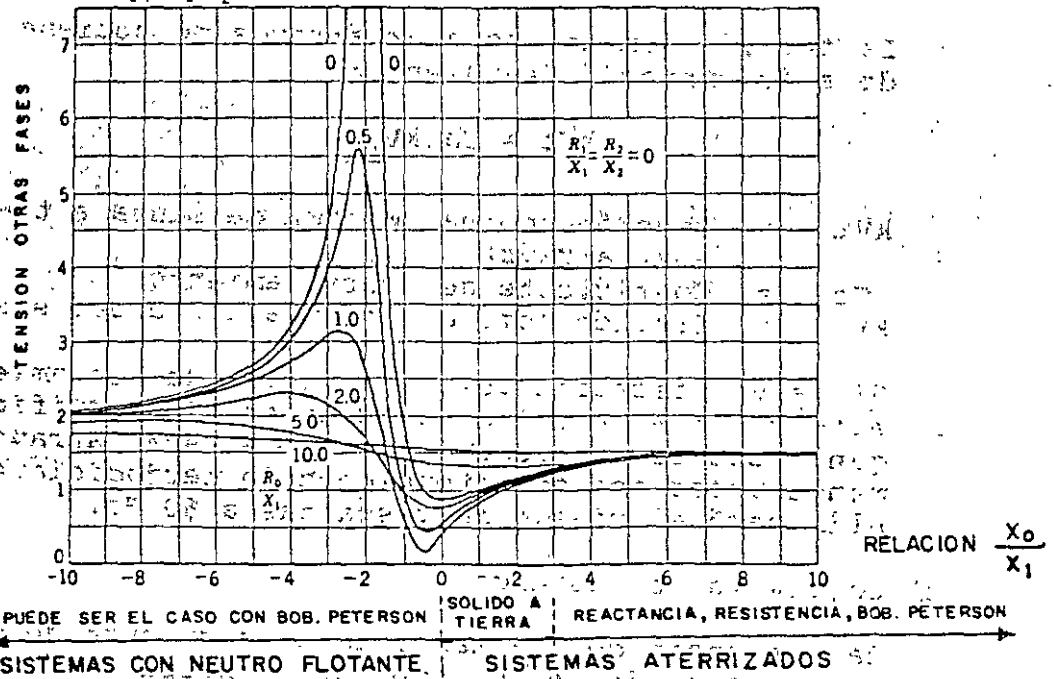


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1 .

Suponiendo que $R_1=R_2=0$ entonces $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para la relación $R_0/X_1 = 0$, el cuadro siguiente:

$\frac{X_0}{X_1}$	Vbc
0	$\sqrt{3}/2$
1	1.00
3	1.25
10	1.5
-2	∞
-10	2.02
	$\sqrt{3}$

b) Tensión nominal (rating voltage)

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado el neutro del sistema (coeficiente de aterrizamiento), se debe seleccionar la tensión nominal del apartarrayos; de tal forma que no opere cuando haya una falla de una --

fase a tierra, sino solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisibles.

La tensión nominal de apartarrayos se obtiene de acuerdo a la expresión siguiente:

$$kVt = Ca \cdot kV_{LL}$$

kVt = Tensión nominal mínima de línea a tierra del apartarrayos

Ca = Coeficiente de aterrizamiento

kVLL = Tensión nominal línea a línea del sistema.

Si la verificación de coordinación de aislamientos permite subir el nivel de protección sin sacrificar su margen, esto es más seguro, ya que el apartarrayos operará menos veces con sobretensiones no perjudiciales y se eliminará el riesgo de descargas a 60 Hz.

c) Corriente de descarga

La presencia de una magnitud de corriente de descarga excesiva puede ser una de las principales causas de falla del apartarrayos, por tal motivo es conveniente conocer la forma de corriente (8/20 μs) y su magnitud, para seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.

La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas que se tengan en las instalaciones eléctricas, tales como: líneas, subestaciones y transformadores de distribución. Estas instalaciones se pueden clasificar en dos grupos:

- a) Blindadas efectivamente
- b) No blindadas efectivamente

Para el caso de las instalaciones blindadas efectivamente, el valor de cresta de la corriente de descarga depende del nivel de aislamiento del sistema (BIL), de la característica de las resistencias del apartarrayos (V_R), de la impedancia característica de la línea (Z₀) y de la instalación física del apartarrayos; en forma aproximada se puede calcular su magnitud con la expresión siguiente:

$$\hat{I} \text{ descarga} = \frac{2.4 \cdot (BIL) - V_R}{Z_0}$$

donde BIL = Nivel básico de aislamiento de la línea, V_R = tensión residual del apartarrayos y Z₀ = Impedancia característica de la línea.

Generalmente los sistemas de distribución pertenecen a las instalaciones no blindadas efectivamente y la selección de la corriente de descarga depende de:

- a) - De la importancia de la instalación
- b) - De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- c) - Del nivel de aislamiento de la línea.

Un criterio conservativo consiste en considerar una corriente de descarga de 20 kA. Existe otro menos conservativo que considera una corriente de 10 kA.

Para facilitar la selección de un apartarrayos, en el Cuadro 2 se dan las características típicas de los apartarrayos de distribución.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA 1.2/50µs kV cresta	MAXIMA DESCARGA ONDA 250/2500µs kV cresta	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 µs					
	C62.1 1971	C62.1 1974				1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40.0 kA
3	11	11	10	8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8	8.3	10
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	19
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	24
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	29
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	39
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	68
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	77
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	87
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	98

d) Coordinación de aislamientos.

En la práctica por razones de tipo económico en los sistemas eléctricos, siempre se tiene el riesgo de que presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos de los componentes del circuito y como consecuencia ocasionar una interrupción en el servicio.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

Para una instalación de distribución, es suficiente la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas (frente de onda y tensión residual), de acuerdo al criterio siguiente:

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga Impulso

Descarga Corriente

$$Ti + 0.15\%$$

$$TD + 0.20\%$$

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$Ci = \frac{BIL}{kVi (1+0.66 Ti)}$$

$$CD = \frac{BIL}{kVi (1+0.66 TD)}$$

$$1.2 < Ci < 1.4$$

$$1.2 < CD < 1.4$$

BIL - Nivel básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger.

kVi - Tensión de descarga al impulso onda 1.2/50µs del apartarrayos.

kVD - Tensión de descarga del apartarrayos para onda de corriente de 8/20µs.

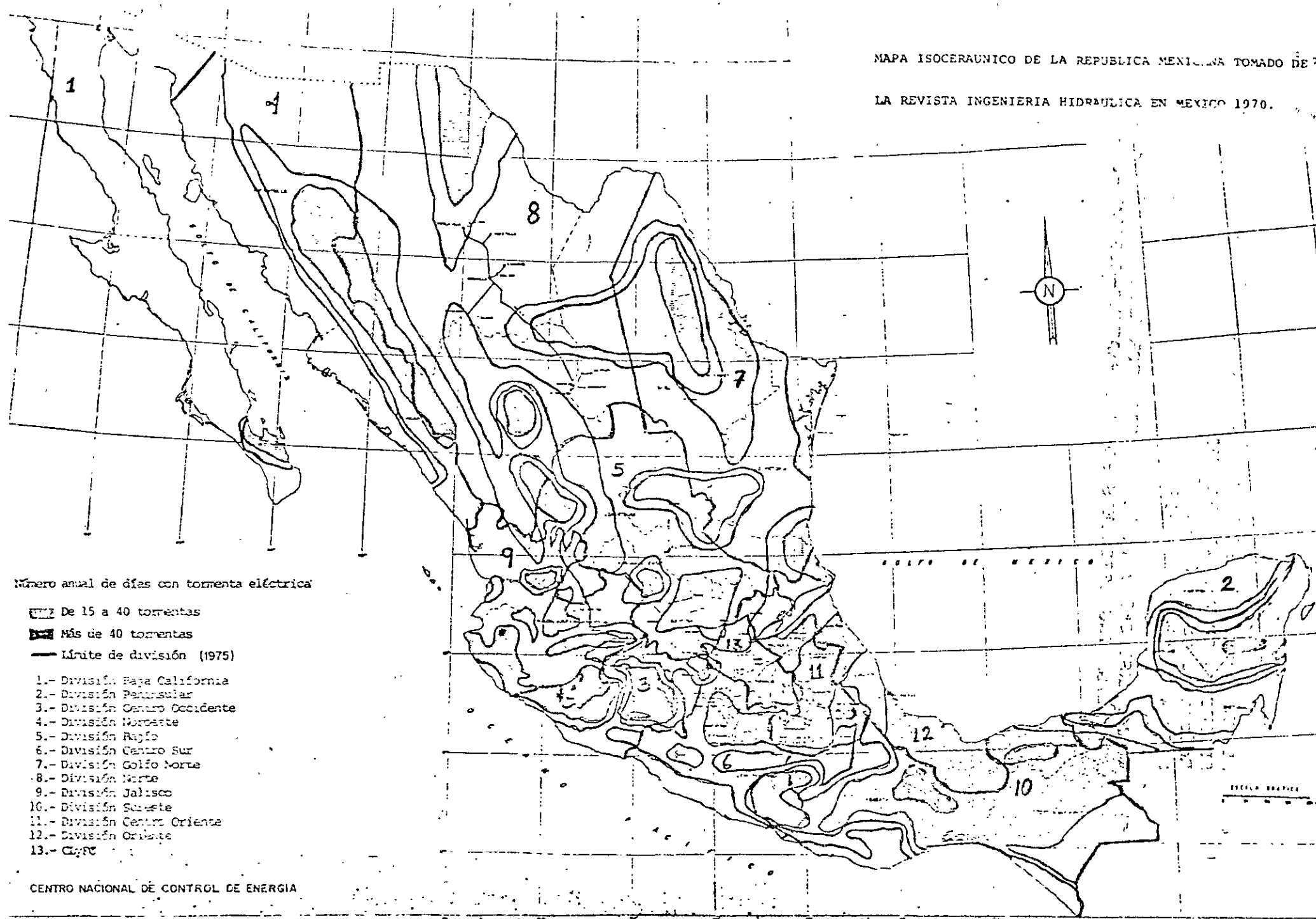
5. BIBLIOGRAFIA

a) - APUNTES-SOBRE TECNICAS DE LAS ALTAS TENSIONES II
Ing. Enrique Orozco L.
ESIME (1979)

b) - APUNTES SOBRE PROTECCION DE EQUIPO ELECTRICO CONTRA SOBREVOLTAJES
Ing. Armando Valero A.
ESIME (1973)

c) - LIGHTNING ARRESTER SEMINAR
General Electric Co.
1970

d) - A REVIEW OF LIGHTNING PROTECTION AND GROUNDING PRACTICES
George W. Walsh
IEEE Paper TOD 72-146 (1972)



Número anual de días con tormenta eléctrica

De 15 a 40 tormentas

Más de 40 tormentas

Límite de división (1975)

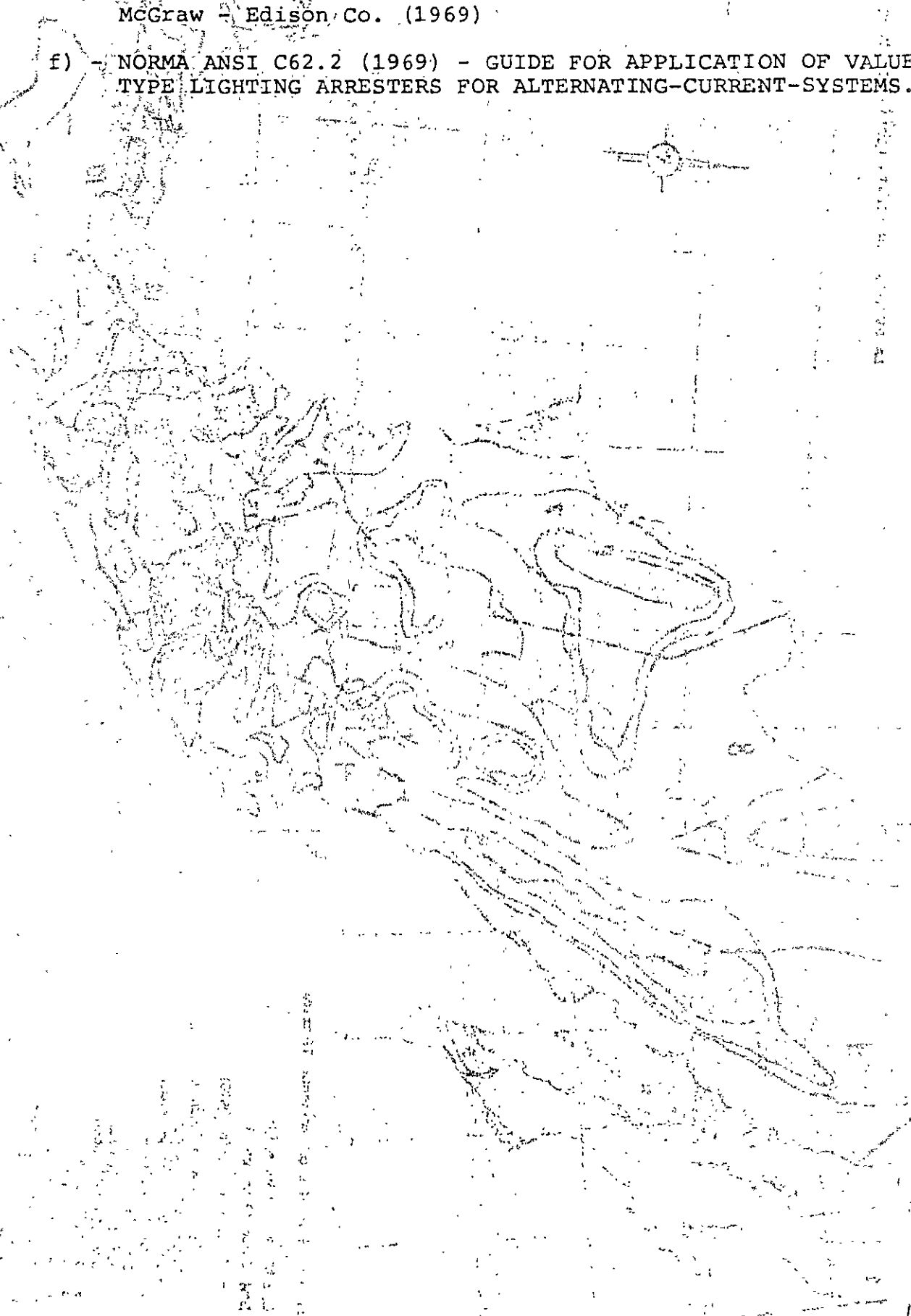
- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- Cofre

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

- 15 -


e) - SURGE ARRESTERS, STATION, INTERMEDIATE AND DISTRIBUTION
SELECTION OF VOLTAGE RATINGS
Reference Data R235-90-2
McGraw - Edison Co. (1969)


f) - NORMA ANSI C62.2 (1969) - GUIDE FOR APPLICATION OF VALVE
TYPE LIGHTING ARRESTERS FOR ALTERNATING-CURRENT-SYSTEMS.




MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.

Número anual de días con tormenta eléctrica

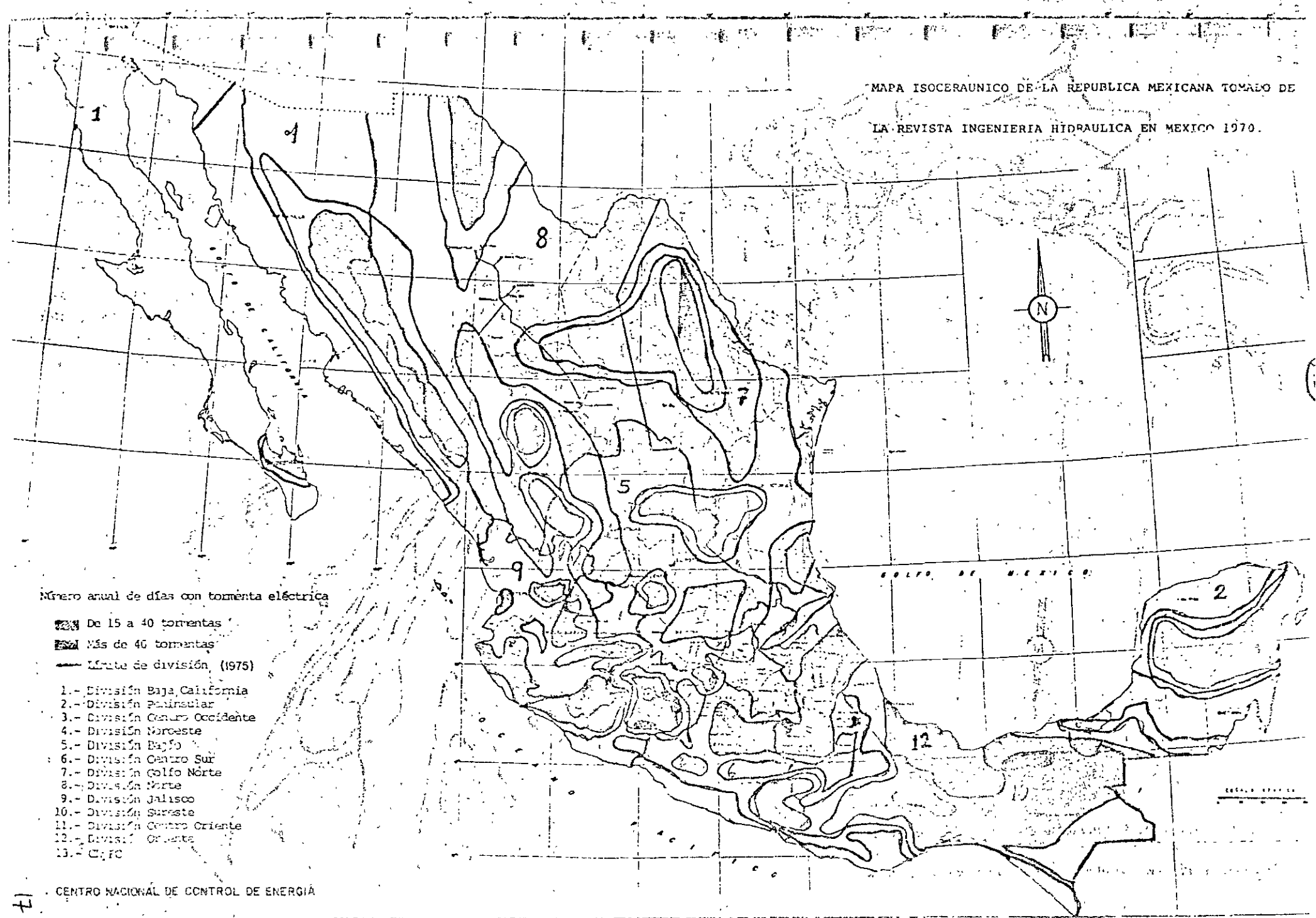
 De 15 a 40 tormentas

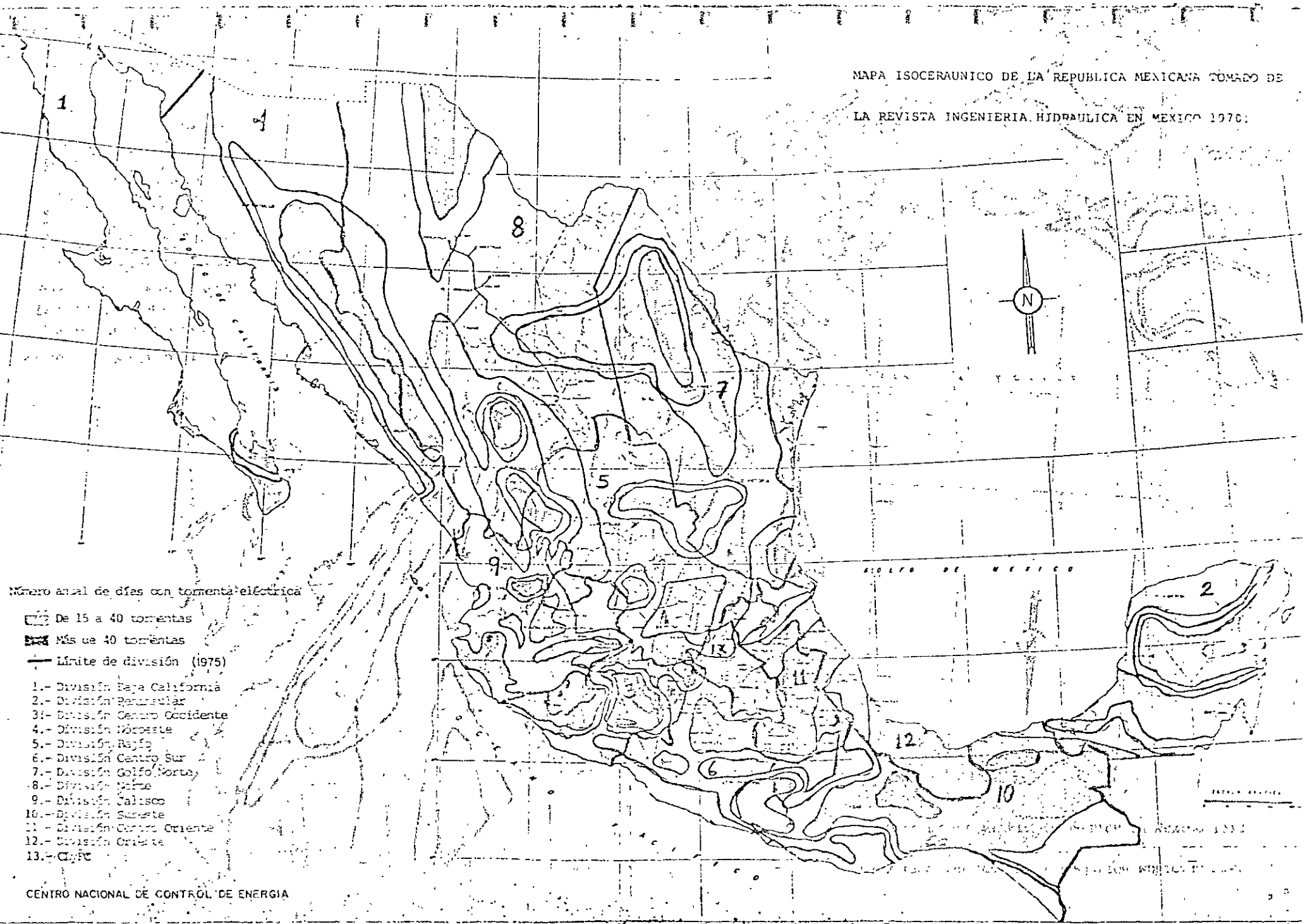
 Más de 40 tormentas

 Límite de división (1975)




- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- C.F.C.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA





Número anual de días con tormenta eléctrica

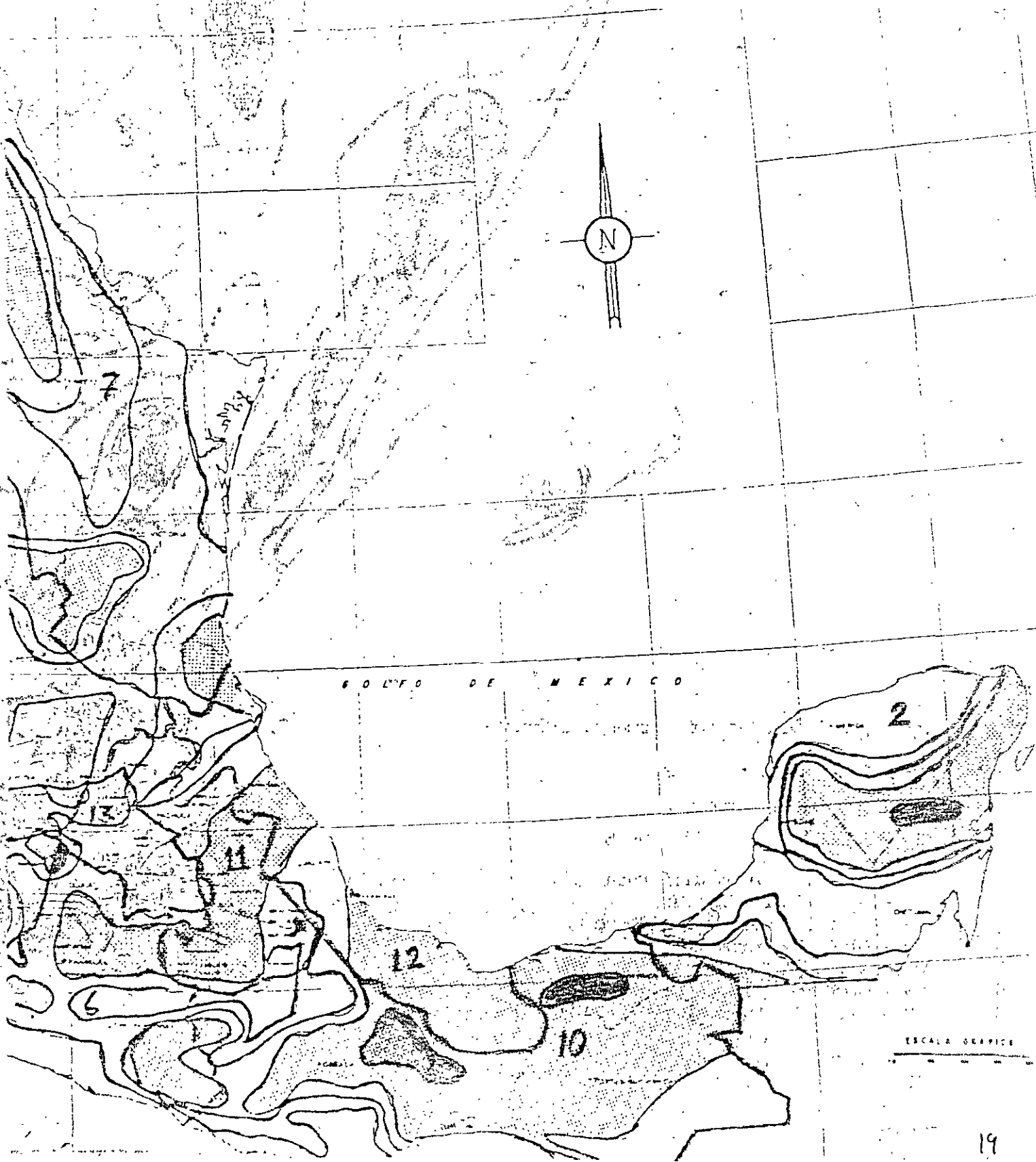
-  De 15 a 40 tormentas
-  Más de 40 tormentas
-  Límite de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Bajas Sur
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Rojo
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Caribe
- 13.- C.A.F.C.

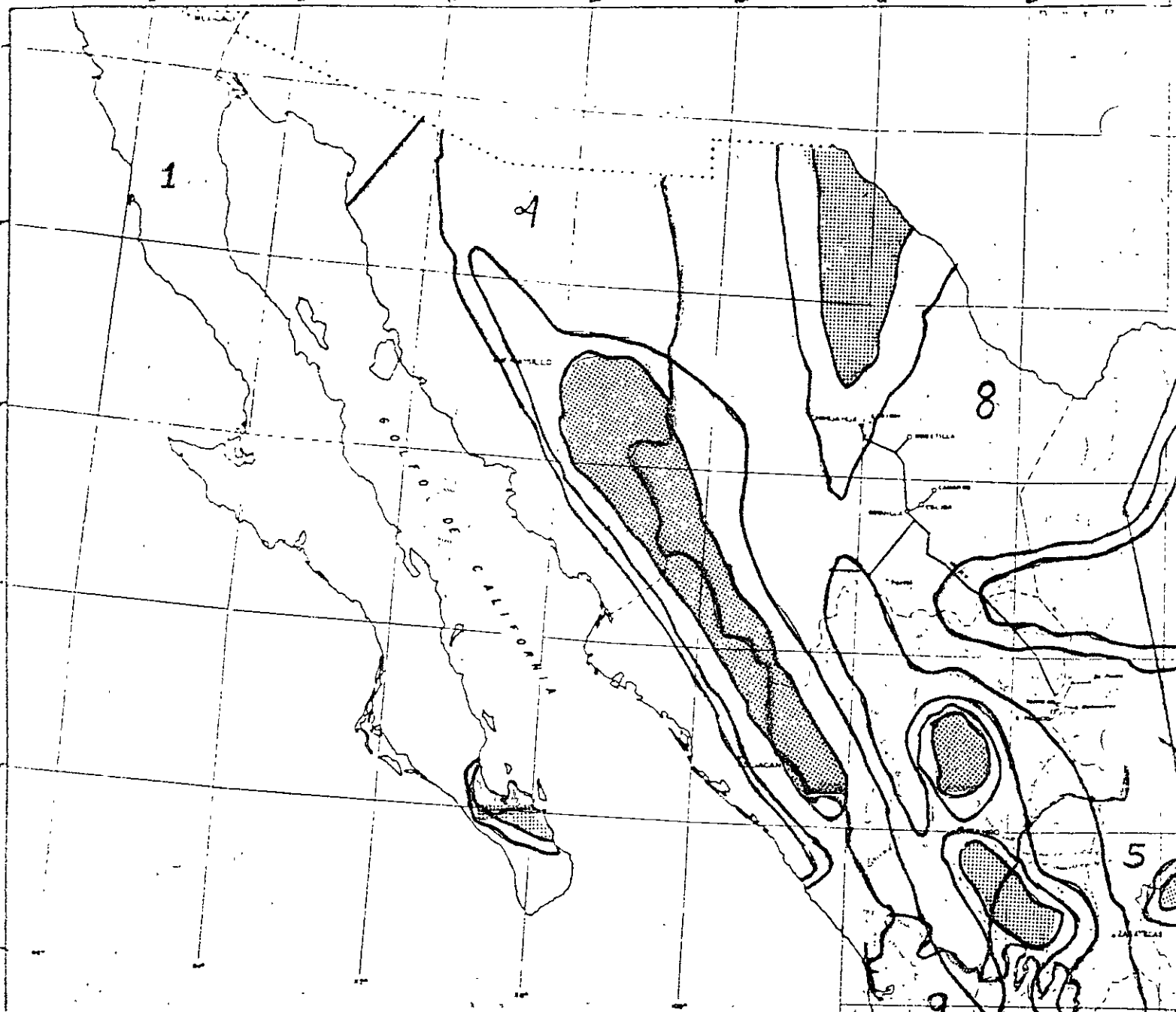
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE


LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.





ESCALA GRAFICA



Número anual de días con tormenta eléctrica

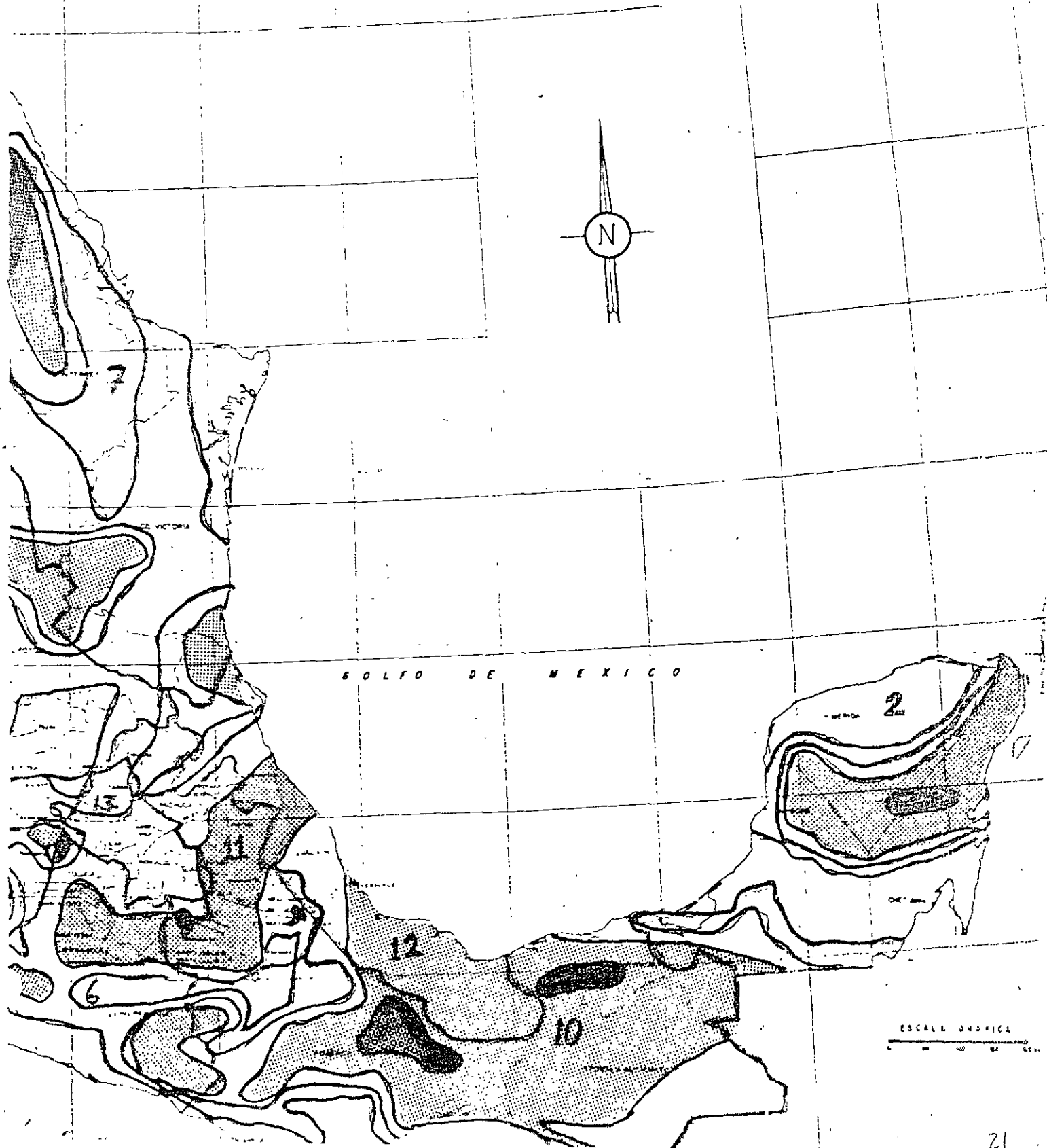
 De 15 a 40 tormentas

 Más de 40 tormentas

 Límite de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Colfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- División Sur

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



GUIA PARA SELECCION DE APARTARRAYOS

1. APARTARRAYOS PARA CIRCUITOS CON NEUTRO NO ATERRIZADO:

Los apartarrayos para servicio en circuitos con neutro no aterrizado, son normalmente utilizados cuando el neutro está aislado o está aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra o a través de resistencia o reactancia de alto valor.

Estos apartarrayos se conocen también como apartarrayos "100%" pues ellos deben soportar el voltaje nominal de línea a línea cuando hay una falla a tierra o en una fase.

2. APARTARRAYOS PARA CIRCUITOS CON NEUTRO ATERRIZADOS:

Se dice que un circuito tiene su neutro sólidamente aterrizado a través de una impedancia, cuando se tienen las siguientes relaciones.

$$\frac{X_0}{X_1} \text{ varía de 0 a 3.}$$

$$\frac{R_0}{X_1} \text{ varía de 0 a 1}$$

en donde:

X_0 = reactancia de secuencia cero.

X_1 = reactancia de secuencia positiva.

R_0 = resistencia de secuencia cero.

En estos circuitos y bajo cualquier condición de operación, el apartarrayo siempre estará permanentemente y sólidamente aterrizado.

La siguiente tabla nos da en forma directa la forma de definir el apartarrayo por aplicar, dependiendo del voltaje de operación de nuestro circuito y de que éste sea con neutro con o sin aterrizar.

APARTARRAYOS PARA OPERAR EN ALTITUDES HASTA DE 1830 M. S.N.M

VOLTAJE NOMINAL DE APARTARRAYO	VOLTAJE DE CIRCUITO (KV)	
	CIRCUITO CON NEUTRO NO ATERRIZADO	CIRCUITO CON NEUTRO ATERRIZADO
3	2.40	4.16
6	4.80	7.20
9	7.20	12.47
12	11.20	13.20
15	13.20	18.00
20	18.00	23.00
25	23.00	27.60
30	27.60	34.50
37	34.50	-
40	-	46.00
50	46.00	57.50
60	57.50	69.00
73	69.00	-
79	-	92.00
97	92.00	115.00
109	-	138.00
121	115.00	138.00

PRUEBAS DE AISLAMIENTO PARA APARTARRAYOS

(VOLTAJES SOPORTADOS EN LA PRUEBA)

CLASIFICACION DE AISLAMIENTO KV	RANGO DE VOLTAJE KV (1)	APARTARRAYOS TIPO ESTACION TODOS LOS RANGOS, APARTARRAYOS TIPO DE LINEA Y DISTRIBUCION, PARA VOLTAJES DE 20 KV Y MAYORES			LINEA Y DISTRIBUCION APARTARRAYOS TIPO PARA VOLTAJES MENORES DE 20 KV.		
		60 CICLOS VOLTAJE DE PRUEBA RMS KV (2)		PRUEBA DE IMPULSO 1.5 X 40 μS CRESTA DE LA ONDA PLENA EN KV (2,3)	60 CICLOS VOLTAJE DE PRUEBA RMS KV (2)		PRUEBA DE IMPULSO 1.5 X 40 μS CRESTA DE LA ONDA PLENA EN KV (2,3)
		1 MIN SECO	10 SEG. HUMEDO		1 MIN. SECO	10 SEG. HUMEDO	
2.5	3	21	20	60	15	13	45
5	6	27	24	75	21	20	60
8.7	9	35	30	95	27	24	75
15	15	50	45	110	35	30	95
23	25	70	60	150	-	-	-
34.5	37	95	80	200	-	-	-
46	50	120	100	250	-	-	-
69	73	175	145	350	-	-	-
92	97	225	190	450	-	-	-
115	121	280	230	550	-	-	-
138	145	335	275	650	-	-	-
161	169	385	315	750	-	-	-
196	196	465	385	900	-	-	-
230	242	545	445	1050	-	-	-

(1) Cuando se va a hacer la aplicación de un apartarrayo, teniendo un voltaje menor que el voltaje del circuito en el cual va a ser utilizado, tal como en un circuito a tierra, la prueba de aislamiento será la que se especifica para la clase de aislamiento con un voltaje un poco menor que el del circuito

(2) Todos los valores son soportados por la prueba de voltaje, sin tolerancia negativa

(3) Se puede usar cualquiera de las ondas de polaridad positiva o negativa, dando el valor más bajo

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO EN APARTARRAYOS TIPO AUTOVAL- VULARES

TIPO DE APARTARRAYOS Y RANGO DE VOLTAJE-KV	FRENTE DEL FLAMEO DE LA ONDA DE IMPULSO				VOLTAJE DE DESCARGA-KV EN 10 X 20 MICROSEGUNDOS DE LA ONDA DE CORRIENTE**								
	RANGO DE AUMENTO*	KV**			5000 AMPERES			10000 AMPERES			20000 AMPERES		
		KV POR μ SEG.	PROM.	MAX	+	PROM	MAX.	+	PROM	MAX.	+	PROM.	MAX.
DISTRIBUCION													
3	25	18	23	23	14	17	17	16	20	20	18	23	23
6	50	34	45	45	26	34	34	30	38	38	34	44	44
9	75	48	62	62	39	51	51	44	57	57	51	66	66
12	100	61	77	77	49	62	62	55	69	69	62	78	78
15	125	73	91	91	61	77	77	69	87	87	79	99	99
LINEA													
20	167	75	90	85	83	96	91	92	106	102	101	116	111
25	208	93	111	105	101	116	111	111	128	122	121	139	133
30	250	110	132	125	121	139	133	135	155	149	149	172	164
37	308	136	163	154	149	172	164	164	189	181	181	208	199
40	333	147	176	167	161	185	177	177	204	195	196	225	216
50	417	183	220	208	202	232	225	222	255	245	243	280	268
60	500	220	264	250	242	278	267	271	312	300	298	344	328
73	608	267	320	302	297	342	328	328	378	361	360	414	396
ESTACION													
3	25	13	15	15	10	11	11	11	13	12	12	14	13
6	50	23	26	26	20	22	22	22	25	23	24	27	26
9	75	35	39	39	30	33	32	33	27	35	35	39	38
12	100	43	50	48	40	44	43	44	48	47	47	52	51
15	125	53	61	59	50	55	54	54	60	58	59	65	63
20	167	72	83	80	67	74	72	72	80	77	78	86	84
25	208	89	102	98	83	92	89	90	99	96	100	110	107
30	250	106	122	117	100	110	107	108	119	115	118	130	126
37	308	131	151	144	124	137	133	132	146	141	145	160	155
40	333	136	157	150	134	148	143	144	159	154	153	169	164
50	417	178	205	196	167	184	179	179	197	191	191	211	205
60	500	214	246	236	200	220	214	217	239	231	234	258	250
73	608	261	300	288	245	270	262	262	288	279	283	313	303
97	808	345	397	380	323	356	345	349	384	372	377	415	403
109	908	388	446	427	363	400	388	394	434	420	424	467	453
121	1008	430	495	474	403	444	430	438	482	467	470	517	502
145	1208	515	592	566	487	536	520	523	575	558	564	622	602
169	1408	602	693	663	566	624	605	610	672	650	658	725	702
196	1633	691	796	760	647	713	691	698	768	744	755	832	803
242	2017	860	988	945	806	887	860	872	960	931	940	1035	1004

* 100 Kv por microsegundo por 12 Kv de el rango del apartarrayo.

** Impulso de la polaridad dando el flameo de voltaje más alto

† El 95 % de los apartarrayos fabricados tendrán características que no excedan el valor de esta columna. Para apartarrayos de distribución use los valores máximos



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

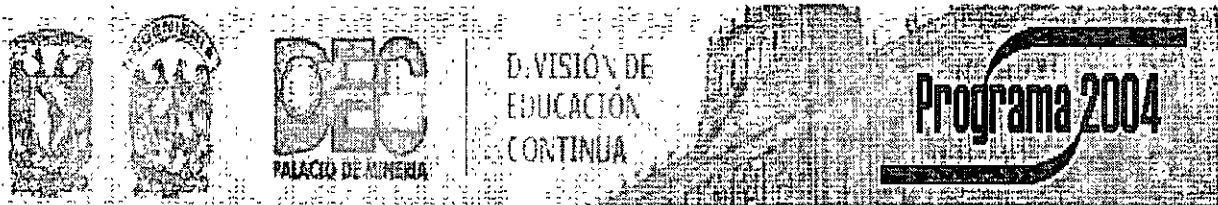
TEMA:

**ASPECTOS RELEVANTES DE LA NORMA
NOM – 001 – SEDE - 1999**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 "Instalaciones eléctricas (utilización)", aprobada en la cuarta reunión ordinaria del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, celebrada el 20 de abril de 1999.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-1999 "INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN)"

La Secretaría de Energía, por conducto de la Dirección General de Gas L.P y de Instalaciones Eléctricas, con fundamento en los artículos 33 fracción IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 38 fracciones II y III, 40 fracciones VIII, X y XIII, 47 fracción IV, 51 y 53 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, así como 12 Bis del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, expide y publica la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 "Instalaciones eléctricas (utilización)", aprobada por unanimidad por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, en su cuarta sesión ordinaria del 20 de abril de 1999.

Se cancela la NOM-001-SEMP-1994 "Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica", publicada el 10 de octubre de 1994 en el Diario Oficial de la Federación.

CONSIDERANDOS

Primero.- Que con fecha 22 de diciembre 1997, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, publicó en el **Diario Oficial de la Federación**, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1997, "Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica", a efecto de recibir comentarios de los interesados;

Segundo.- Que una vez transcurrido el término de 90 días a que se refería el artículo 47 fracción I de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización, para recibir los comentarios que se mencionan en el considerando inmediato anterior, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, estudió los comentarios recibidos y en su caso, modificó el proyecto de norma en cita;

Tercero.- Que con fecha 19 de abril de 1999, la Secretaría de Energía ordenó la publicación en el Diario Oficial de la Federación de las respuestas a los comentarios recibidos de los interesados;

Cuarto.- Que para los efectos de la aprobación a que se refiere el artículo 47 fracción IV de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, consideró conveniente modificar la denominación y clave del proyecto de norma, haciéndolo más preciso y sencillo, toda vez que no repercute en el contenido de dicho proyecto, y

Quinto.- Que de lo expuesto en los considerandos anteriores se concluye que se ha dado cumplimiento con el procedimiento que señalan los artículos 38, 44, 45,46 y 47 y demás relativos a la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización,

Sexto.- Que en atención a la necesidad de contar con el instrumento normativo que regule las instalaciones eléctricas de utilización en forma permanente para salvaguardar la seguridad de los usuarios y sus pertenencias, se ha tenido a bien expedir la siguiente

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-1999

Instalaciones eléctricas (utilización)

PREFACIO

La presente Norma Oficial Mexicana fue armonizada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE) con el apoyo del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (IIUNAM) y de la Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico (ANCE), bajo la coordinación de la Dirección General de Gas L.P. y de Instalaciones Eléctricas de la Secretaría de Energía, y consultando trabajos, propuestas, comentarios y colaboraciones de las siguientes instituciones miembros del CCNNIE:

- ◆ Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, SECOFI
- ◆ Secretaría del Trabajo y Previsión Social, STPS
- ◆ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE
- ◆ Comisión Federal de Electricidad, CFE
- ◆ Petróleos Mexicanos, PEMEX
- ◆ Instituto Mexicano del Seguro Social, IMSS
- ◆ Luz y Fuerza del Centro, LyFC
- ◆ Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE
- ◆ Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, PAESE
- ◆ Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, FIDE
- ◆ Asociación de Ingenieros Universitarios Mecánicos Electricistas, AIUME
- ◆ Asociación Mexicana de Directores Responsables de Obra y Corresponsables, AMDROC
- ◆ Asociación Mexicana de Empresas del Ramo de Instalaciones para la Construcción, AMERIC
- ◆ Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos Electricistas, AMIME
- ◆ Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, CMIC
- ◆ Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas, CANAME
- ◆ Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas, CIME
- ◆ Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos, CONCAMIN
- ◆ Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de la República Mexicana, FECIME

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 20 de abril de 1999.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, **Francisco Rodríguez Ruiz**.- Rúbrica.

ÍNDICE

	Introducción
TÍTULO 1	Objetivo
TÍTULO 2	Campo de aplicación
TÍTULO 3	Referencias
TÍTULO 4	Especificaciones (Capítulos 1 al 10 y Apéndices A,B y C)
TÍTULO 5	Lineamientos para la aplicación de las especificaciones de la NOM
TÍTULO 6	Vigilancia
TÍTULO 7	Concordancia con normas internacionales
TÍTULO 8	Bibliografía
	TRANSITORIOS

Introducción

La presente norma oficial mexicana de instalaciones eléctricas, en adelante NOM, cuyo proyecto fue publicado el 22 de diciembre de 1997, en el Diario Oficial de la Federación toma en cuenta los comentarios recibidos que fueron analizados y aceptados por el CCNNIE así como las opiniones y aportaciones de las instituciones y diversas organizaciones.

La estructura de la NOM responde a las necesidades técnicas que requieren la utilización de las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional; se cuida el uso de vocablos y se respetan los términos habituales, para evitar confusiones en los conceptos. Asimismo se han ordenado los textos procurando claridad de expresión y unidad de estilo para una más específica comprensión. Lo que hará más fácilmente atendible sus disposiciones

Se ha apegado el uso de las unidades al Sistema General de Unidades de Medida, único legal y de uso obligatorio en los Estados Unidos Mexicanos, con las excepciones y consideraciones permitidas en la NOM-008-SCFI vigente.

En la sección 5 "Lineamientos para la aplicación de las especificaciones de la NOM", se establece la metodología para la apropiada aplicación de las disposiciones establecidas y una guía general para su interpretación formal.

TÍTULO 1 - Objetivo

El objetivo de esta NOM es establecer las disposiciones y especificaciones de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a protección contra choque eléctrico, efectos térmicos, sobrecorrientes, corrientes de falla, sobretensiones, fenómenos atmosféricos e incendios, entre otros. El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta NOM garantizará el uso de la energía eléctrica en forma segura.

TÍTULO 2 - Campo de aplicación

Esta NOM cubre a las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica en:

- a) Propiedades industriales, comerciales, residenciales y de vivienda, institucionales, cualquiera que sea su uso, públicas y privadas, y en cualquiera de los niveles de tensiones eléctricas de operación, incluyendo las utilizadas para el equipo eléctrico conectado por los usuarios. Instalaciones en edificios utilizados por las empresas suministradoras, tales como edificios de oficinas, almacenes, estacionamientos, talleres mecánicos y edificios para fines de recreación.
- b) Casas móviles, vehículos de recreo, edificios flotantes, ferias, circos y exposiciones, estacionamientos, talleres de servicio automotriz, estaciones de servicio, lugares de reunión, teatros, salas y estudios de cinematografía, hangares de aviación, clínicas y hospitales, construcciones agrícolas, marinas y muelles, entre otros.
- c) Plantas generadoras de emergencia o de reserva propiedad de los usuarios.
- d) Subestaciones, líneas aéreas de energía eléctrica y de comunicaciones e instalaciones subterráneas
- e) Cualesquiera otras instalaciones que tengan por finalidad el uso de la energía eléctrica.

Excepción. Esta NOM no se aplica en:

- 1) *Instalaciones eléctricas en barcos y embarcaciones.*
- 2) *Instalaciones eléctricas para unidades de transporte público eléctrico, aeronaves o vehículos automotrices*
- 3) *Instalaciones eléctricas del sistema de transporte público eléctrico para la generación, transformación, transmisión o distribución de energía eléctrica utilizada exclusivamente para la operación de equipo rodante, o instalaciones usadas exclusivamente para propósitos de señalización y comunicación*
- 4) *Instalaciones eléctricas en minas y maquinaria móvil autopropulsada para las mismas.*
- 5) *Instalaciones de equipo de comunicaciones que esté bajo el control exclusivo de empresas de servicio público de comunicaciones.*

TÍTULO 3 - Referencias

Para la correcta aplicación de esta NOM es necesario consultar los siguientes documentos vigentes

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento
- NOM-008-SCFI, Sistema General de Unidades de Medida
- NOM-024-SCFI, Información comercial - aparatos electrónicos, eléctricos y electrodomésticos - Instructivos y garantías para los productos de fabricación nacional e importada
- NOM-050-SCFI, Información comercial - Información comercial del envase o su etiqueta que deberán ostentar los productos de fabricación nacional y extranjera
- NMX-J-098, Sistemas eléctricos de potencia – suministro - tensiones eléctricas normalizadas

TÍTULO 4 – Especificaciones

INDICE

4.1 DISPOSICIONES GENERALES

100 DEFINICIONES

- A. Definiciones generales
- B. Definiciones generales para instalaciones de tensión eléctrica nominal superior a 600 V

110 REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- A. Disposiciones generales
- B. Más de 600 V nominales

4.2 ALAMBRADO Y PROTECCIÓN

200 USO E IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES PUESTOS A TIERRA

210 CIRCUITOS DERIVADOS

- A. Disposiciones generales
- B. Clasificación de los circuitos derivados
- C. Salidas necesarias

215 ALIMENTADORES

220 CÁLCULO DE LOS CIRCUITOS DERIVADOS, ALIMENTADORES Y ACOMETIDAS

- A. Disposiciones generales
- B. Alimentadores y acometidas
- C. Cálculos opcionales para las cargas de alimentadores y acometidas
- D. Método de cálculo de cargas en instalaciones agrícolas

225 CIRCUITOS ALIMENTADORES Y DERIVADOS EN EXTERIORES

230 ACOMETIDAS

- A. Disposiciones generales
- B. Conductores de acometida aérea
- C. Acometidas subterráneas
- D. Conductores de entrada de acometida
- E. Equipo de acometida – Disposiciones generales
- F. Equipo de acometida - Medios de desconexión
- G. Equipo de acometida - Protección contra sobrecorriente
- H. Acometidas de más de 600 V nominales

240 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

- A. Disposiciones generales
- B. Localización
- C. Envolventes
- D. Desconexión y resguardo
- E. Fusibles a presión, portafusibles y adaptadores
- F. Fusibles y portafusibles de cartucho
- G. Interruptores automáticos de circuito
- H. Protección contra sobrecorriente a mas de 600 V nominales

250 PUESTA A TIERRA

- A. Disposiciones generales

- B. Puesta a tierra de circuitos y sistemas eléctricos
 - C. Ubicación de las conexiones de puesta a tierra de los sistemas
 - D. Puesta a tierra de envolventes y canalizaciones
 - E. Puesta a tierra de los equipos
 - F. Métodos de puesta a tierra
 - G. Puentes de unión
 - H. Sistema de electrodos de puesta a tierra
 - I. Conductores del electrodo de puesta a tierra
 - J. Conexiones de los conductores de puesta a tierra
 - K. Transformadores de instrumentos, relés, etcétera
 - L. Puesta a tierra de sistemas y circuitos de alta tensión (600 V o más)
- 280 APARTARRAYOS**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación de los apartarrayos
 - C. Conexión de los apartarrayos

4.3 MÉTODOS DE ALAMBRADO Y MATERIALES

- 300 MÉTODOS DE ALAMBRADO**
- A. Disposiciones generales
 - B. Requisitos para tensiones eléctricas nominales mayores a 600 V.
- 305 INSTALACIONES PROVISIONALES**
- 310 CONDUCTORES PARA ALAMBRADO EN GENERAL**
- 318 SOPORTES TIPO CHAROLA PARA CABLES**
- 320 ALAMBRADO VISIBLE SOBRE AISLADORES**
- 321 ALAMBRADO SOPORTADO POR UN MENSAJERO**
- 324 ALAMBRADO OCULTO SOBRE AISLADORES**
- 325 CABLES CON SEPARADOR INTEGRADO DE GAS (Tipo IGS)**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 326 CABLES DE MEDIA TENSIÓN (TIPO MV)**
- 328 CABLE PLANO TIPO FCC**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 330 CABLE CON AISLAMIENTO MINERAL Y CUBIERTA METÁLICA, TIPO MI**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 331 TUBO (CONDUIT) NO-METÁLICO**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 332 TUBO (CONDUIT) DE POLIETILENO**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 333 CABLE ARMADO TIPO AC**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 334 CABLE CON ARMADURA METÁLICA TIPO MC**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 336 CABLES CON CUBIERTA TERMOPLÁSTICA (TIPOS NM, NMC Y NMS)**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 338 CABLE DE ENTRADA DE ACOMETIDA**

- 339 CABLES SUBTERRÁNEOS PARA ALIMENTADORES Y CIRCUITOS DERIVADOS
TIPO UF
- 340 CABLES DE ENERGÍA Y CONTROL TIPO TC PARA USO EN SOPORTES TIPO
CHAROLA
- 342 EXTENSIONES NO-METÁLICAS
- 343 TUBO (*CONDUIT*) NO-METÁLICO CON CABLES PREENSAMBLADOS PARA USOS
SUBTERRÁNEOS
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 345 TUBO (*CONDUIT*) METÁLICO TIPO SEMIPESADO
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 346 TUBO (*CONDUIT*) METÁLICO TIPO PESADO
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 347 TUBO (*CONDUIT*) RÍGIDO NO-METÁLICO
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 348 TUBO (*CONDUIT*) METÁLICO TIPO LIGERO
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
- 349 TUBO (*CONDUIT*) METÁLICO FLEXIBLE TIPO LIGERO
 - A. Disposiciones generales
 - B. Construcción e instalación
- 350 TUBO (*CONDUIT*) METÁLICO FLEXIBLE
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
- 351 TUBO (*CONDUIT*) FLEXIBLE HERMÉTICO A LOS LÍQUIDOS METÁLICO Y NO-
METÁLICO
 - A. Tubo (*Conduit*) metálico flexible hermético a los líquidos
 - B. Tubo (*Conduit*) no-metálico flexible y hermético a los líquidos
- 352 CANALIZACIONES SUPERFICIALES METÁLICAS Y NO-METÁLICAS
 - A. Canalizaciones superficiales metálicas
 - B. Canalizaciones superficiales no-metálicas
 - C. Canal tipo extruido
- 353 ENSAMBLE DE RECEPTÁCULOS MÚLTIPLES
- 354 CANALIZACIONES BAJO EL PISO
- 356 CANALIZACIONES EN PISOS METÁLICOS CELULARES
 - A. Instalación
 - B. Especificaciones de construcción
- 358 CANALIZACIONES EN PISOS DE CONCRETO CELULAR
- 362 DUCTOS METÁLICOS Y NO-METÁLICOS CON TAPA
 - A. Ductos metálicos
 - B. Ductos no-metálicos
- 363 CABLES PLANOS TIPO FC
- 364 DUCTOS CON BARRAS (ELECTRODUCTOS)
 - A. Disposiciones generales
 - B. Requisitos para tensión eléctrica mayor a 600 V nominales
- 365 CANALIZACIONES PREALAMBRADAS
- 370 SALIDAS, DISPOSITIVOS, CAJAS DE JALADO Y DE EMPALMES, CAJAS DE PASO Y
ACCESORIOS
 - A. Alcance y disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Especificaciones de construcción
 - D. Cajas de empalmes y de paso utilizadas en instalaciones de más de 600 V nominales
- 373 GABINETES, CAJAS PARA CORTACIRCUITOS Y BASES PARA MEDIDORES

- A. Instalación
- B. Especificaciones de construcción
- 374 CANALES AUXILIARES**
- 380 DESCONECTADORES**
 - A. Instalación
 - B. Especificaciones de construcción
- 384 TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN Y PANELES DE ALUMBRADO Y CONTROL**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Tableros de distribución
 - C. Paneles de alumbrado y control
 - D. Especificaciones de construcción

4.4 EQUIPOS DE USO GENERAL

- 400 CABLES Y CORDONES FLEXIBLES**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Especificaciones de construcción
 - C. Cables portátiles de tensión eléctrica nominal mayor a 600 V
- 402 CABLES DE APARATOS ELÉCTRICOS**
- 410 LUMINARIAS, PORTALÁMPARAS, LÁMPARAS Y RECEPTÁCULOS**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Localización del equipo
 - C. Cajas de salida, tapas y cubiertas ornamentales para luminarias
 - D. Soportes de luminarias
 - E. Puesta a tierra
 - F. Alumbrado de las luminarias
 - G. Construcción de las luminarias
 - H. Instalación de portalámparas
 - I. Construcción de los portalámparas
 - J. Lámparas y equipos auxiliares
 - K. Receptáculos, cordones de conexión y clavijas
 - L. Disposiciones especiales para luminarias montadas en cavidades o empotradas
 - M. Requisitos de construcción de luminarias tipo empotrar montaje rasante
 - N. Disposiciones especiales para sistemas de iluminación de descarga de 1000 V o menos
 - O. Disposiciones especiales para luminarias de descarga eléctrica de más de 1000 V
 - P. Rieles de iluminación
- 411 SISTEMAS DE ALUMBRADO QUE FUNCIONAN A 30 V O MENOS**
- 422 APARATOS ELÉCTRICOS**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Requisitos de los circuitos derivados
 - C. Instalación de los aparatos eléctricos
 - D. Control y protección de los aparatos eléctricos
 - E. Marcado de los aparatos eléctricos
- 424 EQUIPO ELÉCTRICO FIJO PARA CALEFACCIÓN DE AMBIENTE**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Control y protección de equipo eléctrico fijo para calefacción de ambiente
 - D. Marcado del equipo de calefacción
 - E. Cables eléctricos calentadores de ambiente
 - F. Calentadores de ductos
 - G. Calderas tipo de resistencias
 - H. Calderas tipo con electrodos
 - I. Paneles eléctricos calentadores de radiación y conjuntos de paneles calentadores
- 426 EQUIPO ELÉCTRICO FIJO PARA DESCONGELAR Y DERRETIR NIEVE**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Elementos de calefacción por resistencia
 - D. Calentamiento por impedancia
 - E. Calentamiento por efecto superficial
 - F. Control y protección

- 427 EQUIPO ELÉCTRICO FIJO PARA CALENTAMIENTO DE TUBERÍAS PARA LÍQUIDOS Y RECIPIENTES**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación
 - C. Elementos de calentamiento por resistencia
 - D. Calentamiento por impedancia
 - E. Calentamiento por inducción
 - F. Calentamiento por efecto superficial
 - G. Control y protección
- 430 MOTORES, CIRCUITOS DE MOTORES Y SUS CONTROLADORES**
- A. Disposiciones generales
 - B. Conductores para circuitos de motores
 - C. Protección de sobrecarga de los motores y de sus circuitos derivados
 - D. Protección de circuitos derivados para motores contra cortocircuitos y fallas a tierra
 - E. Protección de alimentadores para motores contra cortocircuito y fallas a tierra
 - F. Circuitos de control de motores
 - G. Controladores de motores
 - H. Centros de control de motores (CCM)
 - I. Medios de desconexión
 - J. Motores que operan a más de 600 V nominales
 - K. Protección de las partes vivas para todas las tensiones eléctricas
 - L. Puesta a tierra para todas las tensiones eléctricas
 - M. Tablas
- 440 EQUIPOS DE AIRE ACONDICIONADO Y DE REFRIGERACIÓN**
- A. Disposiciones generales
 - B. Medios de desconexión
 - C. Protección de los circuitos derivados contra cortocircuito y falla a tierra
 - D. Conductores del circuito derivado
 - E. Controladores para motores de compresor
 - F. Protección contra sobrecarga de motores - compresores y de los circuitos derivados
 - G. Requisitos para acondicionadores de aire para habitación
- 445 GENERADORES**
- 450 TRANSFORMADORES Y BÓVEDAS DE TRANSFORMADORES**
- A. Disposiciones generales
 - B. Disposiciones específicas aplicables a los diferentes tipos de transformadores
 - C. Bóvedas de transformadores
- 455 CONVERTIDORES DE FASE**
- A. Disposiciones generales
 - B. Especificaciones aplicables a diferentes tipos de convertidores de fases
- 460 CAPACITORES**
- A. Tensión eléctrica nominal de 600V y menos
 - B. Tensión eléctrica nominal mayor a 600V
- 470 RESISTENCIAS Y REACTORES**
- A. Tensión eléctrica nominal 600 V y menos
 - B. Tensión eléctrica nominal mayor a 600 V
- 480 ACUMULADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (BATERÍA)**

4.5 AMBIENTES ESPECIALES

- 500 ÁREAS PELIGROSAS (CLASIFICADAS)
- 501 ÁREAS CLASE I
- 502 ÁREAS CLASE II
- 503 ÁREAS CLASE III
- 504 SISTEMAS INTRÍNECAMENTE SEGUROS
- 505 ÁREAS CLASE I, ZONAS 0, 1 Y 2
- 510 ÁREAS PELIGROSAS (CLASIFICADAS) -ESPECÍFICAS
- 511 TALLERES DE SERVICIO, DE REPARACIÓN Y ESTACIONAMIENTOS PARA VEHÍCULOS AUTOMOTORES
- 513 HANGARES DE AVIACIÓN
- 514 SURTIDORES (DISPENSARIOS) Y ESTACIONES DE SERVICIO Y AUTOCONSUMO
- 515 PLANTAS DE ALMACENAMIENTO

516 PROCESOS ACABADO**517 INSTALACIONES EN LUGARES DE ATENCIÓN DE LA SALUD**

- A. Disposiciones generales
- B. Alambrado y protección
- C. Sistema eléctrico esencial
- D. Locales para anestesia por inhalación
- E. Instalaciones para rayos X
- F. Sistemas de comunicaciones, señales, de información, de señalización de protección contra incendio y para tensiones eléctricas menores a 127 V
- G. Sistemas de energía aislados

518 LUGARES DE REUNIÓN**520 TEATROS, ÁREAS DE AUDIENCIA EN CINES Y ESTUDIOS DE TELEVISIÓN Y LUGARES SIMILARES**

- A. Disposiciones generales
- B. Tableros de distribución para escenarios fijos
- C. Equipo fijo para escenarios
- D. Tableros portátiles en el escenario
- E. Equipo portátil del escenario
- F. Camerinos
- G. Puesta a tierra

525 CARNAVALES, CIRCOS, FERIAS Y EVENTOS SIMILARES

- A. Disposiciones generales
- B. Instalación
- C. Puesta a tierra y puenteo
- D. Medios de desconexión

530 ESTUDIOS DE CINE, TELEVISIÓN Y LUGARES SIMILARES

- A. Disposiciones generales
- B. Escenario o estudio
- C. Camerinos
- D. Mesas de presentación, corte y montaje
- E. Bóvedas de almacenamiento de películas de nitrato de celulosa
- F. Subestaciones
- G. Sistemas derivados separados de 60 V a tierra

540 PROYECTORES DE CINE

- A. Disposiciones generales
- B. Definiciones
- C. Equipos y proyectores tipo profesional
- D. Proyectores no-profesionales
- E. Equipos de grabación y reproducción de sonido

545 INMUEBLES PREFABRICADOS**547 CONSTRUCCIONES AGRÍCOLAS****550 CASAS MÓVILES, CASAS PREFABRICADAS Y SUS ESTACIONAMIENTOS**

- A. Disposiciones generales
- B. Casas móviles
- C. Acometidas y alimentadores

551 VEHÍCULOS DE RECREO Y SUS ESTACIONAMIENTOS

- A. Disposiciones generales
- B. Sistemas de baja tensión
- C. Sistemas eléctricos combinados
- D. Otras fuentes de energía
- E. Sistemas de 120 o 127 V o 120/240 V o 220Y/127 V nominales
- F. Pruebas en fábrica
- G. Estacionamientos de los vehículos de recreo

552 REMOLQUES

- A. Disposiciones generales
- B. Sistemas de baja tensión
- C. Sistemas eléctricos combinados
- D. Sistemas de 120 o 127 V o 120/240 V o 220Y/127 V nominales
- E. Pruebas en fábrica

553 CONSTRUCCIONES FLOTANTES

- A. Disposiciones generales

- B. Acometidas y alimentadores
 - C. Puesta a tierra
- 555 MARINAS Y MUELLES**

4.6 EQUIPOS ESPECIALES

- 600 ANUNCIOS LUMINOSOS Y ALUMBRADO REALCE**
- A. Disposiciones generales
 - B. Anuncios luminosos y alumbrado de realce de 1000 V o menos
 - C. Anuncios luminosos y alumbrado de realce de más de 1000 V
- 604 SISTEMAS DE CABLEADO PREFABRICADOS**
- 605 INSTALACIONES EN OFICINAS**
- 610 GRÚAS Y POLIPASTOS**
- A. Disposiciones generales
 - B. Instalación eléctrica
 - C. Conductores de contacto
 - D. Medios de desconexión
 - E. Protección contra sobrecorriente
 - F. Control
 - G. Puesta a tierra
- 620 ELEVADORES, MONTACARGAS, ESCALERAS ELÉCTRICAS Y PASILLOS MÓVILES.
ESCALERAS Y ELEVADORES PARA SILLAS DE RUEDAS**
- A. Disposiciones generales
 - B. Conductores
 - C. Instalación eléctrica
 - D. Instalación de conductores
 - E. Cables móviles
 - F. Medio de desconexión y control
 - G. Protección contra sobrecorriente
 - H. Cuarto de máquinas
 - I. Puesta a tierra
 - J. Sistemas de energía en emergencia y de reserva
- 630 MAQUINAS DE SOLDAR ELÉCTRICAS**
- A. Disposiciones generales
 - B. Máquinas de soldar de arco tipo transformador de c.a. y de rectificador de c.c
 - C. Máquinas de soldar de arco tipo Motor-Generador
 - D. Máquinas de soldar por resistencia
 - E. Cable para soldar
- 640 EQUIPOS DE GRABACIÓN DE SONIDO Y SIMILARES**
- 645 EQUIPOS DE PROCESAMIENTO DE DATOS Y DE CÓMPUTO ELECTRÓNICO**
- 650 ORGANOS TUBULARES**
- 660 EQUIPOS DE RAYOS X**
- A. Disposiciones generales
 - B. Control
 - C. Transformadores y capacitores
 - D. Resguardos y puesta a tierra
- 665 EQUIPOS DE CALENTAMIENTO POR INDUCCIÓN Y POR PÉRDIDAS DIELECTRICAS**
- A. Disposiciones generales
 - B. Protección e interconexión a tierra
 - C. Equipo Motor-Generador
 - D. Equipo distinto del Motor-Generador
- 668 CELDAS ELECTROLÍTICAS**
- 669 GALVANOPLASTIA**
- 670 MAQUINARIA INDUSTRIAL**
- 675 MÁQUINAS DE RIEGO OPERADAS O CONTROLADAS ELÉCTRICAMENTE**
- A. Disposiciones generales
 - B. Máquinas de riego con pivote central
- 680 ALBERCAS, FUENTES E INSTALACIONES SIMILARES**
- A. Disposiciones generales
 - B. Albercas de instalación permanente
 - C. Albercas desmontables

- D. Fuentes de aguas termales y bañeras térmicas
- E. Fuentes
- F. Albercas y bañeras para uso terapéutico
- G. Bañeras de hidromasaje
- 685 SISTEMAS ELÉCTRICOS INTEGRADOS**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Interrupción programada
- 690 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Requisitos para los circuitos
 - C. Medios de desconexión
 - D. Métodos de alambrado
 - E. Puesta a Tierra
 - F. Marcado
 - G. Interconexión a otras fuentes de energía
 - H. Baterías de acumuladores
- 695 BOMBAS CONTRA INCENDIOS**

4.7 CONDICIONES ESPECIALES

- 700 SISTEMAS DE EMERGENCIA**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Alambrado de circuitos
 - C. Fuentes de alimentación
 - D. Circuitos de emergencia para alumbrado y fuerza
 - E. Control de los circuitos del alumbrado de emergencia
 - F. Protección contra sobrecorriente
- 701 SISTEMAS DE RESERVA REQUERIDOS LEGALMENTE**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Alambrado de circuitos
 - C. Fuentes de alimentación
 - D. Protección contra sobrecorriente
- 702 SISTEMAS DE RESERVA OPCIONALES**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Alambrado de circuitos
- 705 FUENTES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INTERCONECTADA**
- 709 ALUMBRADO DE EMERGENCIA Y SEÑALIZACIÓN EN LUGARES DE REUNIÓN**
- 710 INSTALACIONES CON TENSIONES ELÉCTRICAS NOMINALES MAYORES DE 600 V.**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Disposiciones generales para equipos
 - C. Disposiciones específicas para equipos
 - D. Instalaciones accesibles únicamente a personas calificadas
 - E. Equipo móvil y portátil
 - F. Instalaciones en túneles
 - G. Calderas de electrodos
- 720 CIRCUITOS Y EQUIPOS QUE OPERAN A MENOS DE 50 V**
- 725 CIRCUITOS CLASE 1, CLASE 2 Y CLASE 3 PARA CONTROL REMOTO, SEÑALIZACIÓN Y DE POTENCIA LIMITADA**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Circuitos Clase 1
 - C. Circuitos Clase 2 y Clase 3
- 760 SISTEMAS DE SEÑALIZACIÓN PARA PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Circuitos de señalización de potencia no-limitada para protección contra incendios
 - C. Circuitos de señalización de potencia limitada para protección contra incendios
- 770 CABLES DE FIBRA ÓPTICA Y SUS CANALIZACIONES**
 - A. Disposiciones generales
 - B. Protección
 - C. Cables en el interior de edificios
- 780 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PROGRAMADA**

4.8 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

800 CIRCUITOS DE COMUNICACIÓN

- A. Disposiciones generales
- B. Cables en exteriores y entrada a edificios
- C. Protección
- D. Métodos de puesta a tierra
- E. Conductores de comunicaciones dentro de los edificios

810 EQUIPOS DE RADIO Y TELEVISIÓN

- A. Disposiciones generales
- B. Equipos receptores- Sistemas de antenas
- C. Estaciones transmisoras y receptoras de aficionados – Sistemas de antenas
- D. Instalaciones interiores – Estaciones transmisoras

820 ANTENAS DE TELEVISIÓN COMUNITARIAS Y SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE RADIO

- A. Disposiciones generales
- B. Cables en exteriores y entrada a edificios
- C. Protección
- D. Métodos de puesta a tierra
- E. Cables dentro de edificios

4.9 INSTALACIONES DESTINADAS AL SERVICIO PÚBLICO

920 DISPOSICIONES GENERALES

921 PUESTA A TIERRA

- A. Disposiciones generales
- B. Líneas aéreas
- C. Líneas subterráneas
- D. Subestaciones
- E. Otros

922 LÍNEAS AÉREAS

- A. Disposiciones generales
- B. Separación de conductores en una misma estructura, espacios para subir y trabajar
- C. Separación entre conductores soportados en diferentes estructuras
- D. Altura de conductores y partes vivas de equipo, sobre el suelo, agua y vías férreas
- E. Separación de conductores a edificios, puentes y otras construcciones
- F. Distancia horizontal de estructuras a vías férreas, carreteras y aguas navegables
- G. Derecho de vía
- H. Cargas mecánicas en líneas aéreas
- I. Clases de construcción en líneas aéreas
- J. Retenidas

923 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS

- A. Instalación y aplicación de cables subterráneos en la vía pública
- B. Obra civil

924 SUBESTACIONES

930 ALUMBRADO PÚBLICO

- A. Disposiciones generales
- B. Especificaciones de los sistemas de alumbrado
- C. Especificaciones de los componentes
- D. Métodos de alumbrado

4.10 TABLAS

APÉNDICE A. Tablas adicionales de capacidad de conducción de corriente (normativo)

APÉNDICE B. Catálogo de normas de productos eléctricos (informativo)

APÉNDICE C. Tablas de relleno de conductores en tubo (*conduit*) (informativo)

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

SUBESTACIONES

924-1. Objetivo y campo de aplicación. Este Artículo contiene requisitos que se aplican a las subestaciones de usuarios (véase 110-30 y 110-31), y a las instalaciones que forman parte de sistemas instalados en la vía pública.

Estos requisitos se aplican a toda instalación, en el caso de instalaciones temporales (que pueden requerirse en el proceso de construcción de fábricas o en subestaciones que están siendo reestructuradas o reemplazadas), la autoridad competente puede eximir al usuario del cumplimiento de alguno de estos requisitos, de acuerdo con la justificación que exista para ello y siempre que se obtenga la debida seguridad por otros medios

924-2. Medio de desconexión general. Toda subestación de acometida debe tener en el lado primario (acometida), un medio de desconexión general. El medio de desconexión general debe ser de operación simultánea para las subestaciones siguientes:

a) Compactas

Excepción: En subestaciones compactas con un solo transformador que requieran ampliarse y no cuenten con espacio suficiente, se permite colocar un segundo transformador en el mismo medio de desconexión general, siempre que tenga su propio medio de protección.

b) Abiertas o pedestal mayores a 500 kV

924-3. Resguardos de locales y espacios. Los locales y espacios en que se instalen subestaciones deben tener restringido y resguardado su acceso, por medio de cercas de tela de alambre, muros o bien en locales especiales para evitar la entrada de personas no-calificadas. Los resguardos deben tener una altura mínima de 2,10 m.

Excepción: En subestaciones tipo pedestal y compactas es suficiente una delimitación de área.

924-4. Condiciones de los locales y espacios. Los locales donde se instalen subestaciones deben cumplir con lo siguiente:

a) Deben estar hechos de materiales no-combustibles.

b) No deben emplearse como almacenes, talleres o para otra actividad que no esté relacionada con el funcionamiento y operación del equipo.

c) No debe haber polvo o pelusas combustibles en cantidades peligrosas ni gases inflamables o corrosivos.

d) Deben tener ventilación adecuada, para que el equipo opere a su temperatura nominal y para minimizar los contaminantes en el aire bajo cualquier condición de operación.

e) Deben mantenerse secos.

924-5. Instalación de alumbrado. Los niveles de iluminación mínima sobre la superficie de trabajo, para locales o espacios, se muestran en la Tabla 924-5, véase adicionalmente lo indicado en 110-34(d).

Tabla 924-5. Niveles mínimos de iluminancia requeridos

Tipo de lugar:	Iluminancia (lx)
Frente de tableros de control con instrumentos, diversos e interruptores, etc.	270 55
Parte posterior de los tableros o áreas dentro de tableros "dúplex"	270
Pupitres de distribución o de trabajo	110
Cuarto de baterías	55
Pasillos y escaleras (medida al nivel del piso)	11
Alumbrado de emergencia, en cualquier área	160
Áreas de maniobra	110
Áreas de tránsito de personal y vehículos	22
General	

Excepción 1: No se requiere iluminación permanente en celdas de desconectores y pequeños espacios similares ocupados por aparatos eléctricos

Excepción 2: Las subestaciones de usuarios de tipo poste o pedestal quedan excluidas de los requerimientos a que se refiere esta Sección y pueden considerarse, iluminadas con el alumbrado existente para otras áreas adyacentes

a) Receptáculos y unidades de alumbrado. Los receptáculos para conectar aparatos portátiles deben situarse de manera que, al ser utilizados, no se acerquen en forma peligrosa a cordones flexibles o a partes vivas

Las unidades de alumbrado deben situarse de manera que puedan ser controladas, repuestas y limpiadas desde lugares de acceso seguro. No deben instalarse usando conductores que cuelguen libremente y que puedan moverse de modo que hagan contacto con partes vivas de equipo eléctrico.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

b) **Circuito independiente.** En subestaciones, el circuito para alumbrado y receptáculos debe alimentar exclusivamente estas cargas y tener protección adecuada contra sobre corriente independiente de los otros circuitos.

c) **Control de alumbrado.** Con objeto de reducir el consumo de energía y facilitar la visualización de fallas en el área de equipos, barras y líneas, el alumbrado debe permanecer al mínimo valor posible, excepto en los momentos de maniobras

d) **Eficiencia.** Para optimizar el uso de la energía, se recomienda proporcionar mantenimiento e inspeccionar las luminarias y sus conexiones.

924-6. Pisos, barreras y escaleras

a) **Pisos.** En las subestaciones los pisos deben ser planos, firmes y con superficie antiderrapante, se debe evitar que haya obstáculos en los mismos. Los huecos, registros y trincheras deben tener tapas adecuadas.

El piso debe tener una pendiente (se recomienda una mínima de 2,5%) hacia las coladeras del drenaje

b) **Barreras.** Todos los huecos en el piso que no tengan tapas o cubiertas adecuadas y las plataformas de más de 50 cm de altura, deben estar provistos de barreras, de 1,20 m de altura, como mínimo. En lugares donde se interrumpa una barrera junto a un espacio de trabajo, para dar acceso a una escalera, debe colocarse otro tipo de barrera (reja, cadena).

c) **Escaleras.** Las escaleras que tengan cuatro o más escalones deben tener pasamanos. Las escaleras con menos de cuatro escalones deben distinguirse convenientemente del área adyacente, con pintura de color diferente u otro medio. No deben usarse escaleras tipo "marino", excepto en bóvedas.

924-7. Accesos y salidas.

Los locales y cada espacio de trabajo deben tener un acceso y salida libre de obstáculos.

Si la forma del local, la disposición y características del equipo en caso de un accidente pueden obstruir o hacer inaccesible la salida, el área debe estar iluminada y debe proveerse un segundo acceso y salida, indicando una ruta de evacuación.

La puerta de acceso y salida de un local debe abrir hacia afuera y estar provista de un seguro que permita su apertura, desde adentro. En subestaciones interiores, cuando no exista espacio suficiente para que el local cuente con puerta de abatimiento, se permite el uso de puertas corredizas, siempre que éstas tengan claramente marcado su sentido de apertura y se mantengan abiertas mientras haya personas dentro del local.

La puerta debe tener fijo en la parte exterior y en forma completamente visible, un aviso con la leyenda.
"PELIGRO ALTA TENSIÓN ELÉCTRICA".

924-8. Protección contra incendio.

Independientemente de los requisitos y recomendaciones que se fijen en esta Sección, debe cumplirse la reglamentación en materia de prevención de incendios.

a) **Extintores.** Deben colocarse extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos, cuando menos, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones. Para esta aplicación se permiten extintores de polvo químico seco.

Los extintores deben revisarse periódicamente para que estén permanentemente en condiciones de operación y no deben estar sujetos a cambios de temperatura mayores que los indicados por el fabricante. En las subestaciones de tipo abierto o pedestal instalados en redes de distribución no se requiere colocar extintores de incendio.

b) **Sistemas integrados.** En tensiones eléctricas mayores de 69 kV, se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendio tipo fijo que operen automáticamente por medio de detectores de fuego que, al mismo tiempo, accionen alarmas.

c) **Contenedores para aceite.** En el equipo que contenga aceite, se deben tomar alguna o algunas de las siguientes medidas:

- 1) Proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera escaparse del equipo, mediante recipientes o depósitos independientes del sistema de drenaje.
- 2) Construir muros divisorios, de tabique o concreto, entre transformadores y entre éstos y otras instalaciones vecinas, cuando el equipo opere a tensiones eléctricas iguales o mayores a 69 kV.
- 3) Separar los equipos en aceite con respecto a otros aparatos, por medio de barreras incombustibles o bien, por una distancia suficiente para evitar la proyección de aceite incendiado de un equipo hacia los otros aparatos.

924-9. Localización y accesibilidad

a) Los tableros deben colocarse donde el operador no esté expuesto a daños por la proximidad de partes vivas o partes de maquinaria o equipo en movimiento.

b) No debe haber materiales combustibles en la cercanía.

c) El espacio alrededor de los tableros debe conservarse despejado y no usarse para almacenar materiales, de acuerdo con lo indicado en 710-40.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

d) El equipo de interruptores debe estar dispuesto de forma que los medios de control sean accesibles al operador.

924-10. Dispositivo general de protección contra sobrecorriente. Toda subestación debe tener en el lado primario, un dispositivo general de protección contra sobrecorriente para la tensión eléctrica y corriente del servicio, referentes a la corriente de interrupción y a la capacidad nominal o ajuste de disparo, respectivamente.

En subestaciones con dos o más transformadores, o en subestaciones receptoras con varias derivaciones para transformadores remotos u otras cargas, véase 380-22.

Excepción: En ampliaciones de subestaciones compactas aplicar la Excepción de 924-2.

924-11. Requisitos generales del sistema de protección del usuario. La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación de un usuario no debe depender del sistema de protección del suministrador. Las fallas por cortocircuito en la instalación del usuario no deben ocasionar la apertura de las líneas suministradoras, lo cual puede afectar el servicio a otros usuarios, para tal fin el usuario debe consultar con el suministrador con objeto de obtener la coordinación correspondiente.

924-12. Equipo a la intemperie o en lugares húmedos. En instalaciones a la intemperie o en lugares húmedos, el equipo debe estar diseñado y construido para operar satisfactoriamente bajo cualquier condición atmosférica existente.

924-13. Consideraciones ambientales

a) Las subestaciones con tensiones eléctricas mayores a 69 kV deben considerar la limitación de los esfuerzos sísmicos y dinámicos que soporta el equipo a través de sus conexiones.

b) Los equipos deben ser capaces de soportar los esfuerzos sísmicos que se le transmiten del suelo a través de sus bases de montaje y que resultan de las componentes de carga vertical y horizontal, más la ampliación debida a la vibración resonante.

c) El proyecto de las subestaciones urbanas con tensiones eléctricas mayores a 69 kV deben considerar el efecto del impacto ambiental, de manera que sus inconvenientes se reduzcan a un nivel tolerable.

En las subestaciones ubicadas en áreas urbanas se deben tomar medidas tendientes a limitar el ruido audible a 60 dB.

d) No se permiten gasolineras a menos de 100 m del perímetro de las subestaciones mayores de 34,5 kV.

924-14. Instalación y mantenimiento del equipo eléctrico. El equipo de las subestaciones debe ser instalado y mantenido para reducir al mínimo los riesgos de accidentes del personal, así como el consumo de energía.

a) **Equipo de uso continuo.** Antes de ser puesto en servicio, debe comprobarse que el equipo eléctrico cumple con los requisitos establecidos en los diferentes Artículos aplicables de esta NOM.

Posteriormente, debe ser mantenido en condiciones adecuadas de funcionamiento, haciendo inspecciones periódicas para comprobarlo. El equipo defectuoso debe ser reparado o reemplazado.

b) **Equipo de uso eventual.** Se recomienda que el equipo o las instalaciones que se usen eventualmente, sean revisados y probados antes de usarse en cada ocasión.

Los equipos deben soportarse y fijarse de manera consistente a las condiciones de servicio esperadas. Los equipos pesados como transformadores quedan asegurados por su propio peso, pero aquellos donde se producen esfuerzos por sismo o fuerzas dinámicas durante su operación, pueden requerir medidas adicionales. Véase 924-13.

924-15. Partes con movimientos repentinos. Todas las partes que se muevan repentinamente y que puedan lastimar a personas que se encuentren próximas, deben protegerse por medio de resguardos.

924-16. Identificación del equipo eléctrico. Para identificar al equipo eléctrico en subestaciones se recomienda pintarlo y numerarlo, usando placas, etiquetas o algún otro medio que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto de su funcionamiento como del circuito al que pertenece. Es conveniente establecer un método de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una subestación o en un grupo de instalaciones que correspondan a un mismo usuario.

Esta identificación no debe colocarse sobre cubiertas removibles o puertas que puedan ser intercambiadas.

924-17. Transformadores de corriente. Los circuitos secundarios de los transformadores de corriente deben tener medios para ponerse en cortocircuito y conectarse a tierra simultáneamente. Cuando exista relación múltiple y con salidas no conectadas, éstas se deben poner en cortocircuito.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

924-18. Protección de los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos

- a) **Conexión de puesta a tierra.** Los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos (transformadores de corriente y de potencial) deben tener una referencia efectiva y permanente de puesta a tierra. Véase 250-121.
- b) **Protección mecánica de los circuitos secundarios cuando los primarios operen a más de 6600 V.** Los conductores de los circuitos secundarios deben alojarse en tubo (*conduit*) metálico permanentemente puesto a tierra, a menos que estén protegidos contra daño mecánico y contra contacto de personas.

924-19. Instalación de transformadores de potencia y distribución

Los requisitos siguientes aplican a transformadores instalados al nivel del piso, en exteriores o interiores:

- a) **Instalación.** Deben cumplirse las disposiciones establecidas en 450-8.
- b) **Transformadores que contengan aceite.** En la instalación de transformadores que contengan aceite deben tenerse en cuenta las recomendaciones sobre protección contra incendio que se indican en 924-8.
- c) **Edificios de subestaciones.** En edificios que no se usen solamente para subestaciones, los transformadores deben instalarse en lugares especialmente destinados a ello de acuerdo con lo indicado en 450-9 y que sean solamente accesibles a personas calificadas.
- d) **Selección de los transformadores.** Deben trabajar lo más próximo a 100% de su capacidad.

924-20. Medio aislante.

Deben tomarse las medidas siguientes:

- a) Cumplir con lo establecido en 450-25 y en áreas peligrosas, debe cumplir adicionalmente con lo indicado en el Capítulo 5.
- b) Los líquidos aislantes deben ser biodegradables, no dañinos a la salud.

924-21. Ajuste de la protección contra sobrecorriente.

La protección contra sobrecorriente de transformadores (excepto los de medición y control) debe cumplir con lo establecido en 450-3.

924-22. Locales para baterías.

Los locales deben ser independientes, con un espacio alrededor de las baterías para facilitar el mantenimiento, pruebas y reemplazo de celdas, cumpliendo con lo siguiente:

- a) **Local independiente.** Las baterías se deben instalar en un local independiente. Dentro de los locales debe dejarse un espacio suficiente y seguro alrededor de las baterías para la inspección, el mantenimiento, las pruebas y reemplazo de celdas.
- b) **Conductores y canalizaciones.** No deben instalarse conductores desnudos en lugares de tránsito de personas, a menos que se coloquen en partes altas para quedar protegidos. Para instalar los conductores aislados puede usarse canalización metálica con tapa siempre que estén debidamente protegidos contra la acción deteriorante del electrolito. En los locales para baterías, los conductores con envolturas barnizadas no deben usarse.
- c) **Terminales.** Si en el local de las baterías se usan canalizaciones u otra cubierta metálicas, los extremos de los conductores que se conecten a las terminales de las baterías deben estar fuera de la canalización, por lo menos a una distancia de 30 cm de las terminales, y resguardarse por medio de una boquilla aislante. El extremo de la canalización debe cerrarse herméticamente para no permitir la entrada del electrolito.
- d) **Pisos.** Los pisos de los locales donde se encuentren baterías y donde sea probable que el ácido se derrame y acumule, deben ser de material resistente al ácido o estar protegidos con pintura resistente al mismo. Debe existir un recolector para contener los derrames de electrolito.
- e) **Equipos de calefacción.** No deben instalarse equipos de calefacción de flama abierta o resistencias incandescentes expuestas en el local de las baterías.
- f) **Iluminación.** Los locales de las baterías deben tener una iluminación natural adecuada durante el día. En los locales para baterías, se deben usar luminarias con portalámparas a prueba de vapor y gas protegidos de daño físico por barreras o aislamientos. Los receptáculos y apagadores deben localizarse fuera del local.

924-23. Puesta a tierra

Para disposiciones para puesta a tierra, véase el Artículo 921.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

MÉTODOS DE ALAMBRADO Y MATERIALES

MÉTODOS DE ALAMBRADO

A. Disposiciones generales

300-1. Alcance

a) **Todas las instalaciones.** Las disposiciones de este Artículo aplican a todas las instalaciones y métodos de alambrado, salvo las excepciones siguientes:

Excepción 1: Sistemas intrínsecamente seguros referidos en el Artículo 504.

Excepción 2: Circuitos clase 1, clase 2 y clase 3 referidos en el Artículo 725.

Excepción 3: Circuitos de señalización para protección contra incendios referidos en el Artículo 760.

Excepción 4: Cables de fibra óptica indicados en el Artículo 770.

Excepción 5: Sistemas de comunicaciones referidos en el Artículo 800.

Excepción 6: Equipo de radio y televisión referidos en el Artículo 810.

Excepción 7: Sistemas de distribución comunitaria de antena de radio y televisión indicados en el Artículo 820.

b) **Partes integrales de equipo.** Las disposiciones de este Artículo no se aplican a los conductores que sean parte integral de equipo, tales como motores, controladores, centros de control de motores o equipos de control ensamblados en fábrica.

300-2. Limitaciones

a) **Tensión eléctrica.** Los métodos de alambrado especificados en el Capítulo 3 se aplican para tensión eléctrica nominal de 600 V o menor donde no esté específicamente limitado en alguna Sección del Capítulo 3. Cuando esté específicamente permitido en otras partes de esta NOM, los métodos de instalación pueden aplicarse para tensiones nominales mayores a 600 V.

b) **Temperatura.** La temperatura máxima del conductor debe estar de acuerdo con lo indicado en 310-10

300-3. Conductores

a) **Conductores individuales.** Los cables monoconductores especificados en la Tabla 310-13 sólo deben instalarse con un método de alambrado reconocido en el Capítulo 3.

b) **Conductores del mismo circuito.** Todos los conductores del mismo circuito, el conductor puesto a tierra y todos los conductores de puesta a tierra del equipo, cuando sean usados, deben instalarse dentro de la misma canalización, soporte para cables tipo charola, zanja, cable o cordón.

Excepción 1: Para (b), los conductores individuales de cable tipo MI con una cubierta no-metálica, instalados de acuerdo con lo indicado en 330-16, se permite que se instalen en cables separados.

Excepción 2: Para (b), los paneles de alumbrado y control tipo columna que empleen ductos auxiliares y cajas para jalado de los conductores con terminales para los conductores neutros.

Excepción 3: para (a) y (b), como se permite en 250-57(b), 250-79(f), 300-5(i), 300-20(b), 318-8(d) y 339-3(a)(2).

Excepción 4: Como se permite en 310-4 para conductores en paralelo.

c) **Conductores de sistemas diferentes**

1) **Tensión eléctrica nominal hasta 600 V.** Los conductores de tensión eléctrica nominal hasta 600 V, tanto de circuitos de c.a. como de c.c., pueden ocupar la misma canalización, envolvente de alambrado de equipo o cable. Todos los conductores deben tener un aislamiento adecuado para la tensión eléctrica máxima nominal del circuito de cualquier conductor dentro de la canalización, envolvente o cable. Todos los conductores que no estén blindados deben tener un aislamiento nominal igual o como mínimo la máxima tensión eléctrica del circuito aplicada a cualquier conductor dentro de la canalización, envolvente o cable.

Excepción: Para sistemas solares fotovoltaicos de acuerdo con lo indicado en 690-4(b)

NOTA: Para conductores de las clases 2 y 3 véase 725-54:(a)(1).

2) **Tensión eléctrica nominal mayor a 600 V.** Los conductores para tensiones eléctricas nominales mayores a 600 V no deben ocupar el mismo envolvente de alambrado de equipo, cable o canalización que los conductores para tensiones nominales iguales o menores a 600 V.

NOTA: Véase 300-32 para conductores de sistemas diferentes, de la tensión eléctrica nominal mayor de 600 V.

Excepción 1: Se permite que el cableado secundario para lámparas de descarga eléctrica hasta 1000 V, ocupen la misma canalización o envolvente de alumbrado de realce de los conductores del circuito derivado, si se encuentra aislado para la tensión eléctrica del secundario en cuestión.

Excepción 2: Se permite que las terminales primarias de balastos de lámparas de descarga eléctrica aislados para la tensión eléctrica primaria del balastro, ocupen la misma canalización o envolvente de alumbrado de realce de los conductores del circuito derivado, cuando estén contenidos en la cubierta individual del cableado.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Excepción 3: Se permite que los conductores de excitación, control, relés y amperímetros usados en conexión con cualquier motor o arrancador individual, ocupen la misma canalización de los conductores del circuito del motor.

300-4. Protección contra daño físico. En donde los conductores estén expuestos a daño físico, deben protegerse adecuadamente.

a) Cables y canalizaciones a través de piezas estructurales de madera

1) Orificios perforados. En instalaciones ocultas o a la vista, donde se instalen métodos de alambrado cables o canalizaciones a través de orificios perforados en vigas, travesaños o piezas estructurales de madera similares, los orificios deben taladrarse de tal manera que el borde del orificio no esté a menos de 30 mm del extremo más cercano de la estructura. Si esta distancia no puede mantenerse, los cables o canalizaciones deben protegerse contra penetración de clavos y tornillos con una placa de acero de espesor mínimo de 1,5 mm y longitud y ancho apropiados para que cubran la zona por donde los clavos o tornillos pudieran dañar al alambrado.

Excepción: Las canalizaciones indicadas en los Artículos 345, 346, 347 y 348.

2) Ranuras en madera. Cuando no exista restricción por debilitamiento en la estructura del edificio, tanto en lugares ocultos como descubiertos, se permite que los cables o canalizaciones se tiendan a través de ranuras, en columnas, vigas, travesaños de madera u otras partes también de madera, siempre y cuando el cable o la canalización se proteja en estos puntos contra penetración de clavos o tornillos, por placas de acero de espesor mínimo de 1,5 mm instaladas antes de que se aplique el acabado de la construcción.

Excepción: Las canalizaciones indicadas en los Artículos 345, 346, 347 y 348.

b) Cables con cubierta no-metálica y tubo (conduit) no-metálico que pasen a través de piezas estructurales metálicas

1) Cables con cubierta no-metálica. Tanto en instalaciones ocultas o visibles, cuando se instalen cables con cubierta no-metálica, a través de orificios o ranuras en partes metálicas hechos en fábrica o en obra, los cables deben protegerse con conectores de metal sujetos firmemente en los orificios de la instalación del cable.

2) Cables con cubierta no-metálica y tubo (conduit) no-metálico. Cuando los clavos o tornillos pudieran penetrar en los cables con cubierta no-metálica o en tubo (conduit) no-metálico, éstos deben protegerse con un tubo metálico, una placa o una abrazadera de acero de espesor no-menor a 1,5 mm.

c) Cables a través de espacios detrás de paneles diseñados para permitir acceso. Los cables o métodos de alambrado con canalizaciones instalados detrás de los paneles diseñados para permitir el acceso, deben instalarse de acuerdo con lo indicado en sus Artículos aplicables

NOTA: Véanse 300-11(a), 300-23, 725-5, 760-5, 720-11 y 800-6

d) Cables y canalizaciones sobre estructuras. En instalaciones ocultas y visibles cuando se instalen cables o métodos de alambrado con canalizaciones sobre estructuras, éstos deben instalarse y sujetarse de tal forma que se separen cuando menos 30 mm de la orilla de la estructura donde pueden colocarse clavos o tornillos. Cuando esta distancia sea imposible de mantenerse, la canalización o el cable debe protegerse con una placa metálica de 1,5 mm de espesor mínimo, a efecto de impedir que sean penetrados por clavos o tornillos.

Excepción 1: Las canalizaciones contempladas en los Artículos 345, 346, 347 y 348.

Excepción 2: En instalaciones ocultas en acabados de construcciones o paneles para edificios prefabricados donde este tipo de soportes no son factibles, se permite unir el cable entre dos puntos de acceso.

Excepción 3: En casas móviles o vehículos recreativos.

e) Cable y canalizaciones instalados en ranuras poco profundas. Los cables o métodos de alambrado con canalizaciones en ranuras que vayan a ser cubiertas con alfombra o un acabado similar, deben protegerse con una placa metálica, tubo metálico o similar con espesor no-menor a 1,5 mm o, en su caso, dejar un espacio libre de 30 mm a lo largo de la ranura.

Excepción: Canalizaciones cubiertas en los Artículos 345, 346, 347 y 348.

f) Protección de material aislante. Cuando existan canalizaciones que contengan conductores de fase de tamaño nominal de 21,15 mm² (4 AWG) o mayor, que entren a un envolvente, caja o canalización, deben protegerse de tal forma que tengan una superficie lisa y redondeada, a menos que la canalización tenga un material aislante sujeto firmemente.

Excepción: En donde las perforaciones o los orificios roscados formen parte integral de la entrada del envolvente, caja o canalización y tengan una superficie lisa y redondeada para la entrada de los conductores. Las boquillas de tubo (conduit) construidas de material aislante no deben ser utilizadas para asegurar un sistema de sujeción o una canalización. El material aislante debe soportar al menos la temperatura de operación del conductor instalado.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

300-5. Instalaciones subterráneas

a) **Requisitos de profundidad mínima.** Los cables directamente enterrados, los tubos (*conduit*) u otras canalizaciones deben instalarse de manera que cumplan con los requisitos de profundidad mínima de la Tabla 300-5.

Tabla 300-5. Profundidad mínima para sistemas hasta 500 V nominal (cm)

Lugar o método de alambrado o circuito	Método de alambrado o circuito				
	1 Cable directamente enterrado	2 Tubo (<i>conduit</i>) metálico tipo pesado o semipesado	3 Canalización no-metálica listada para enterrarse directamente sin concreto ahogado u otra canalización aprobada para tal uso	4 Circuitos derivados residenciales hasta 127 V con protección ICFT y protección de sobrecorriente máxima de 20 A	5 Circuito de control para riego e iluminación exterior limitado a 30 V e instalado con cable tipo UF u otros cables o canalizaciones
Todas las condiciones no especificadas abajo	60	15	45	30	15
En zanjas protegidos por concreto de 5 cm de espesor o equivalente	45	15	30	15	15
Bajo edificios	0 (sólo en canalizaciones)	0	0	0 (sólo en canalizaciones)	0 (sólo en canalizaciones)
Bajo banqueta de concreto con espesor mínimo de 10 cm, extendiéndose 15 cm mínimo más allá de la instalación subterránea	45	10	10	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)
Bajo arroyo	60	60	60	60	60
En entradas y estacionamientos para viviendas unifamiliares	45	45	45	30	45
En aeropuertos, en pistas y lugares adyacentes en donde se prohíba el paso	45	45	45	45	45

El enterramiento se define como la distancia más corta medida entre la superficie de cualquier conductor directamente enterrado, cable, tubo u otras canalizaciones y la superficie de la tierra, cubierta de concreto u otra cubierta similar.

1. Las canalizaciones aprobadas para ser enterradas solamente ahogadas en concreto, deben tener un recubrimiento de concreto de espesor no-menor a 5 cm.
2. Cuando se requiera subir cables para realizar terminales o empalmes o donde se requiera acceso, se permiten menores profundidades.
3. Cuando uno de los métodos de alambrado indicados en las columnas 1 a 3 esté combinado con uno de los tipos de circuito de las columnas 4 y 5, se permite utilizar la menor profundidad indicada

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

4. Cuando sea terreno rocoso, todas las instalaciones deben realizarse en tubo (*conduit*) metálico o no-metálico permitidos para instalarse directamente enterrados. Las canalizaciones deben instalarse con un mínimo de 5 cm ahogadas en concreto

b) **Puesta a tierra.** Todas las instalaciones subterráneas deben estar conectadas a tierra de acuerdo con lo indicado en el Artículo 250.

c) **Cables subterráneos bajo edificios.** Los cables subterráneos instalados bajo un edificio deben colocarse en una canalización que se prolongue más allá de las paredes exteriores del edificio.

d) **Protección contra daños.** Los cables directamente enterrados y los que salgan de instalaciones subterráneas deben protegerse con canalizaciones que se extiendan desde la profundidad mínima requerida en la Tabla 300-5 hasta 2,50 m sobre el nivel de piso terminado. En ningún caso se requiere que la protección exceda 45 cm por debajo del nivel de piso.

Los conductores que entran a un edificio deben protegerse hasta el punto de entrada.

Cuando la canalización esté sujeta a daño físico, los conductores deben estar instalados en tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado, tipo pesado, cédula 80 o equivalentes.

e) **Empalmes y derivaciones.** Se permite hacer empalmes o derivaciones en cables directamente enterrados, sin utilizar cajas de empalme. Los empalmes o derivaciones deben realizarse de acuerdo con lo indicado en 110-14 (b).

f) **Rellenos.** No deben usarse rellenos que puedan dañar la canalización, los cables u otras subestructuras o impedir la compactación adecuada del mismo o contribuir a la corrosión de los elementos de la instalación, tales como relleno que contenga rocas grandes, materiales de pavimento, escorias, materiales grandes y con ángulos agudos o material corrosivo.

Cuando sea necesario proteger a la canalización o al cable contra daño físico, la protección debe proporcionarse por medio de rellenos de materiales granulados o seleccionados, cubiertas adecuadas, mangas apropiadas u otros medios aprobados.

g) **Sellado de canalización.** El tubo (*conduit*) o canalizaciones por las cuales pudiera hacer contacto la humedad con partes vivas energizadas, deben sellarse en uno o ambos extremos

Cuando se tenga la presencia de gases o vapores peligrosos se debe sellar el tubo (*conduit*) o las canalizaciones subterráneas que entren a los edificios.

h) **Boquillas.** Al final de la canalización o tubo (*conduit*) debe usarse una boquilla o accesorio terminal, cuando los cables surjan de un método de alambreado con instalación directamente enterrada. Se permite el uso de un sello que proporcione las mismas características físicas de protección, en lugar de la boquilla.

i) **Conductores del mismo circuito.** Todos los conductores del mismo circuito y cuando se requieran el conductor puesto a tierra y todos los conductores de puesta a tierra (del equipo), deben instalarse en una misma canalización o cuando vayan en una trinchera, próximos unos de otros

Excepción 1: Cuando se tengan varios conductores en paralelo por fase, pueden ir en distintas canalizaciones si cada una contiene a todos los conductores del mismo circuito incluyendo los conductores de puesta a tierra.

Excepción 2: Se permiten instalaciones de fases separadas en canalizaciones no-metálicas cercanas cuando se tengan los conductores en paralelo como se permite en 310-4 y si se cumplen las condiciones de 300-20.

j) **Asentamiento del terreno.** Cuando las canalizaciones o cables directamente enterrados estén sujetos a asentamiento por movimientos de terreno, los conductores o el equipo conectado a las canalizaciones deben protegerse para prevenir daños

NOTA: Esta Sección reconoce algunos de los métodos considerados para la protección contra asentamiento como pueden ser las vueltas en "S" en cables directamente enterrados en transiciones de canalización, las juntas de expansión en subidas de tubos a equipo fijo y en general conexiones flexibles a equipo.

300-6. Protección contra la corrosión. Las canalizaciones metálicas, armaduras metálicas de cables, cajas, cubiertas de cables, gabinetes, codos metálicos, uniones y accesorios, soportes y sus herrajes, deben ser de materiales aprobados conforme con 110-2 para el medio ambiente donde se instalen.

a) **Disposiciones generales.** Las canalizaciones de fierro, armaduras y cubiertas de cables, cajas, gabinetes, codos metálicos y accesorios, soportes y sus herrajes de materiales ferrosos, deben protegerse adecuadamente contra la corrosión en su interior y en su exterior (excepto las roscas en las uniones) por una capa de material aprobado como resistente a la corrosión, tal como zinc, cadmio o esmalte. En los casos en que la protección contra la corrosión sea solamente por medio de esmalte, no se deben usar en exteriores o en lugares húmedos, tales como los descritos en (c) de esta Sección. Se pueden utilizar en exteriores las cajas o gabinetes que tengan un recubrimiento aprobado a base de recubrimiento orgánico y que estén marcados: "hermético a la lluvia", "a prueba de lluvia" o "a prueba de intemperie".

Excepción: Se permite que las roscas en las uniones tengan una capa con un compuesto aprobado e identificado como eléctricamente conductivo.

b) **En concreto o en contacto directo con la tierra.** Las canalizaciones de material ferroso o no-ferroso, armaduras y cubiertas de cables, gabinetes, ángulos, uniones, soportes y accesorios metálicos, pueden instalarse en concreto o en contacto directo con la tierra o en áreas sometidas a influencias corrosivas

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

severas cuando estén fabricados con materiales adecuados para esta condición o cuando sean provistos de una protección adecuada contra la corrosión.

c) **Lugares mojados en interiores.** En las lecherías, lavanderías, fábricas de conservas alimenticias y otros lugares mojados en donde las paredes se lavan frecuentemente o donde existan superficies de materiales absorbentes, tales como papel o madera mojados, el sistema de alambrado completo, incluyendo todas las cajas, accesorios, canalizaciones y cables, deben montarse con una separación mínima de 6 mm entre sus componentes y la pared o la superficie que lo soporte.

Excepción: Se permite la instalación de canalizaciones y cajas no-metálicas sin la separación mínima en superficies de concreto, tabique, azulejo o superficies similares

NOTA: En general, los lugares en los cuales se manejan y almacenan productos químicos, ácidos y alcalinos pueden presentar condiciones severas de corrosión especialmente si son lugares húmedos o mojados. Existen condiciones severas de corrosión en áreas de plantas empacadoras de carne, tenerías, pegamentos, algunos establos, instalaciones cercanas al mar, albercas, áreas donde se utilizan productos químicos para deshielo y sótanos o cuartos de almacenamiento para cueros, crudos, materiales para embalar, fertilizantes, sal y productos químicos.

300-7. Canalizaciones expuestas a diferentes temperaturas

a) **Sellado.** Cuando existan partes interiores de un sistema de canalización expuestas a grandes diferencias de temperatura, como ocurre en las plantas y cámaras frigoríficas, se debe impedir la circulación de aire a través de la canalización de una sección caliente a una fría.

b) **Juntas de expansión.** Las canalizaciones deben proveerse con juntas de expansión cuando se requiera compensar la expansión y contracción térmica

300-8. Instalación de conductores con otros sistemas. Las canalizaciones o los soportes tipo charola para cables no deben contener tuberías para vapor, agua, aire, gas, drenaje o cualquier otro servicio que no sea eléctrico.

300-9. Puesta a tierra de envolventes metálicas. Las canalizaciones metálicas, cajas, gabinetes, cables armados y accesorios, deben estar puestos a tierra como se indica en el Artículo 250.

300-10. Continuidad eléctrica de envolventes y canalizaciones metálicas. Las canalizaciones metálicas, armaduras de cables y otras envolventes metálicas para conductores, deben unirse metálicamente para formar un conductor eléctrico continuo y deben estar conectadas a todas las cajas, accesorios y gabinetes para proporcionar una continuidad eléctrica efectiva. La canalización debe estar mecánicamente sujeta a las cajas, accesorios, gabinetes y otros envolventes.

Excepción 1: Lo dispuesto en 370-17(c) para cajas no-metálicas.

Excepción 2: Lo dispuesto en la Excepción 2 de 250-33, para envolventes metálicas.

Excepción 3: Lo indicado en la Excepción de 250-75 donde se permita reducción de ruido eléctrico.

300-11. Fijación y soporte

a) **Fijación correcta.** Las canalizaciones, conjuntos de cables, cajas, gabinetes y accesorios deben estar firmemente sujetos en su lugar. No se permite como único soporte a los alambres de soporte no-fijados de una parte rígida.

1) En métodos de alambrado localizados encima de un piso o techo clasificado como inflamable, éstos no deben asegurarse o soportarse por medio del techo o piso, incluyendo los alambres de soporte del techo. Debe existir un medio de apoyo seguro e independiente

Excepción: Se permite que el sistema de soporte del techo aguante alambrado o equipo cuando éste haya sido probado como parte integral del sistema de soporte del techo inflamable.

2) No deben asegurarse o soportarse al piso o techo alambres colocados encima de un piso o techo clasificado como no-inflamable, incluyendo los alambres de soporte al techo. Se debe proveer un medio seguro e independiente de soporte.

Excepción: Se permite soportar alambrado de circuitos derivados y el equipo asociado al sistema de soporte del techo, cuando se instalen de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

No se permite soportar cable y canalizaciones en techos de rejillas

b) **Canalizaciones usadas como medios de soporte.** Las canalizaciones no deben usarse como medio de soporte para otras canalizaciones, cables o equipo no-eléctrico.

Excepción 1: Cuando las canalizaciones o medio de soporte se aprueben e identifiquen para tal propósito.

NOTA: Véase el Artículo 318 para soportes tipo charola para cables.

Excepción 2: Se permite que canalizaciones que contengan conductores de alimentación para equipo controlado eléctricamente, soporten conductores de circuito Clase 2 o cables exclusivos para conexión a los circuitos de control del equipo.

Excepción 3: Como se permite en 370-23 para cajas de paso o en 410-16(f) para accesorios.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

300-12. Continuidad mecánica de canalización y cables. Las canalizaciones metálicas y no-metálicas, armaduras y cubiertas de cables deben ser continuas entre gabinetes, cajas, accesorios u otras cubiertas, envolventes o salidas.

Excepción: Pequeñas canalizaciones usadas como soporte o protección contra daño físico del cable

300-13. Continuidad eléctrica y mecánica de conductores

a) Disposiciones generales. En las canalizaciones, los conductores deben estar continuos entre las cajas de salida, cajas de registro y dispositivos y no debe haber empalmes o derivaciones dentro de una canalización, a menos que lo permitan la Excepción 1 de 300-15(a), 352-27, 352-29; la Excepción de 354-6, 362-7, 362-21; 364-8(a)

b) Continuidad del conductor de puesto a tierra cuando se eliminan dispositivos eléctricos. En circuitos derivados multiconductores, la continuidad del conductor de puesto a tierra no debe depender de las conexiones de los dispositivos tales como portalámparas, receptáculos, etc., cuando al retirar tales dispositivos se interrumpa la continuidad.

300-14. Longitud adicional de conductores en cajas de empalme, salidas y punto de cambio. En cada caja de salida, empalme y punto de cambio, debe dejarse al menos 15 cm de longitud en los conductores disponibles para hacer las uniones o la conexión de dispositivos o equipos.

Excepción: Conductores que no son empalmados o que terminan en cajas de salida o puntos de conexión.

300-15. Cajas, cajas de paso o accesorios

a) Caja o caja de paso Se debe instalar una caja o caja de paso, que cumpla lo establecido en 370-16 y 370-28, para cada punto de conexión de empalme de conductores, salida, punto de cambio o unión, punto de jalado para la conexión, tubo (*conduit*) metálico, canalizaciones de superficie u otras canalizaciones

Excepción 1: No se requiere una caja o caja de paso para empalme de conductores en canalizaciones de superficie que tengan una cubierta desmontable que sea accesible después de la instalación tal como canales metálicos con tapa, ductos colectores, conjunto de salidas múltiples, canales auxiliares, soportes tipo charola para cables y cabezales de ductos.

Excepción 2: Lo permitido en 410-31

b) Sólo cajas. Deben instalarse cajas de registro en cada punto de empalme de conductores, salida, punto de cambio o de unión, punto de jalado para la conexión de los cables tipo AC, cables MC, cables con cubierta metálica, cables con cubierta no-metálica u otros cables. Debe instalarse una caja de registro en el punto de conexión entre tal sistema de cables y un sistema de canalización, y entre cada salida y el punto de cambio para instalaciones ocultas sobre aisladores.

*Excepción 1: Cuando los cables salgan o entren del ducto o tubo (*conduit*) que tengan un soporte o protección contra daño físico, se debe colocar un accesorio al final del ducto o tubo (*conduit*) para proteger a los cables contra la abrasión.*

Excepción 2: Como se permite en 336-21 para dispositivos de salida aislados alimentados por cables con cubierta no-metálica.

Excepción 3: Donde se usen complementos accesibles para hacer empalmes rectos en cables de cubierta metálica y de aislamiento mineral.

Excepción 4: Pueden usarse sin una caja individual dispositivos de alambrado con cubierta integral adecuada para su uso, que tenga abrazaderas que sujeten firmemente el dispositivo a un miembro estructural en la pared o techos de construcciones convencionales armados en obra, para usarse con cables con cubierta no-metálica.

NOTA: Véanse Excepción 2 de 336-18, 545-10; 550-10(j) y Excepción 1 de 551-47(e).

Excepción 5: Donde se utilicen sistemas de alambrado metálicos prelabricados.

Excepción 6: Se permite una caja de paso en vez de una caja de registro cuando se instale de acuerdo con lo indicado en 370-16(c) y 370-28

Excepción 7: Cuando se utilice un dispositivo aprobado e identificado para instalarlo sin caja, en un sistema de distribución en anillo.

Excepción 8: Se permite un accesorio adecuado en vez de la caja, cuando sea accesible después de la instalación y cuando los conductores no se empalmen o terminen.

Excepción 9: Como se permite en 300-5(e) para empalmes y derivaciones en cables directamente enterrados.

c) Accesorios y conectadores. Los accesorios y conectadores deben emplearse solamente bajo los métodos de alambrado para los cuales han sido diseñados.

d) Equipo. Pueden emplearse cajas de empalme o compartimentos de alambrado en salidas, en lugar de cajas de registro, cuando forman parte integral del equipo.

300-16. Canalización o cables en un alambrado oculto o abierto

a) Caja de registro o accesorio. Se debe usar una caja de registro o accesorio terminal con orificios o boquillas redondeadas para cada conductor, cada vez que se realice un cambio a un alambrado oculto o

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

abierto desde un tubo (*conduit*) metálico, tubo (*conduit*) no-metálico, cable con cubierta no-metálica, cable tipo AC, cable tipo MC o cables con aislamiento mineral (MI), cables con cubierta metálica y alambrado con canalizaciones de superficie. Un dispositivo usado para este propósito no contendrá derivaciones o empalmes y no podrá ser utilizado como dispositivo de salida.

b) **Boquilla.** Se permite usar una boquilla en lugar de una caja o accesorio terminal en el extremo de un tubo (*conduit*), cuando la canalización termina detrás de un tablero de distribución abierto (sin cubierta) en un equipo de control sin cubierta u otro equipo similar. La boquilla debe ser de tipo aislante.

300-17. Número y área de la sección transversal de conductores en canalizaciones. La cantidad y área total de la sección transversal de conductores en cualquier canalización no debe ser mayor que el que permita la disipación del calor y la fácil instalación y retiro de los conductores sin dañar a los mismos o a su aislamiento.

NOTA: Véanse las siguientes Secciones de esta NOM: tubo (*conduit*) no-metálico 331-6; tubo (*conduit*) metálico 345-7 y 346-6, tubo (*conduit*) tipo pesado no-metálico, 347-11, tubo (*conduit*) metálico tipo ligero, 348-6, tubo (*conduit*) metálico flexible, 350-17; tubo (*conduit*) metálico flexible hermético a líquidos 351-6; tubo (*conduit*) no-metálico flexible hermético a los líquidos 351-25, canalización de superficie, 352-4 y 352-25; ductos bajo piso, 354-5; canalización celular de piso metálico, 356-15; canalizaciones en pisos y lugares de concreto, 358-11, ducto metálico y no-metálico para cables, 362-5; alambres de aparatos eléctricos, 402-7; teatros, 520-5; anuncios, 600-31; elevadores, 620-33, grabación de sonido, 640-3 y 640-4, circuitos clase 1, clase 2 y clase 3, Artículo 725; circuitos de señalización para protección contra incendio, Artículo 760 y cables de fibra óptica, Artículo 770

300-18. Instalación de canalizaciones. Las canalizaciones deben estar completamente instaladas entre salidas o puntos de empalme, antes de instalar los conductores.

Excepción 1: Canalizaciones accesibles con cubierta removible.

Excepción 2: Donde se requiera para facilitar la instalación del equipo.

Excepción 3: Ensamblajes prealambrados de acuerdo con lo indicado en los Artículos 349 y 350

300-19. Soportes de los conductores en canalizaciones verticales

a) **Separación máxima.** Los conductores en canalizaciones verticales deben tener soportes si la altura excede los valores de la Tabla 300-19 (a). Se debe instalar un soporte de cables en el extremo superior de la canalización vertical o tan cerca de ese extremo como sea posible y, además, soportes en tramos adicionales espaciados según se indica en la Tabla 300-19 (a).

Excepción: Los cables con armaduras de alambres de acero deben sostenerse en la parte superior del tramo vertical con una sujeción de cable que presione la armadura de acero. Se debe disponer de un dispositivo de seguridad en la parte inferior del tramo vertical para sostener el cable en caso de que éste resbale dentro del soporte que sujeta la armadura. Se permiten soportes adicionales de tipo cuña para aliviar la tensión mecánica en las terminales del equipo producida por la expansión del cable por efecto de la carga.

Tabla 300-19(a). Distancia entre los soportes de los conductores

Designación del conductor		Distancia máxima de los soportes (m)	
Tamaño nominal (mm ²)	Calibre AWG o kcmil	Conductor de aluminio	Conductor de cobre
0,8235 a 8,367	18 al 8	--	30
13,30 a 53,48	6 al 1/0	60	30
67,43 a 107,2	2/0 al 4/0	55	25
Mayor de 107,2 a 177,3	Mayor de 4/0 al 350	40	20
Mayor de 177,3 a 253,4	Mayor de 350 al 500	35	15
Mayor de 253,4 a 380,0	Mayor de 500 al 750	30	10
Mayor de 380,0	Mayor de 750	25	10

b) **Métodos de soporte.** Debe usarse uno de los siguientes métodos de soporte:

1) Por medio de dispositivos de mordaza construidos con cuñas aislantes o empleando cuñas aislantes introducidas en los extremos de los tubos. Cuando la sujeción sobre el aislamiento no soporta adecuadamente el cable, se debe sujetar también al conductor

2) Intercalando cajas provistas de tapas, a intervalos requeridos, en las cuales se deben instalar soportes aislantes sujetos, de manera que resistan el peso de los conductores fijados en ellos, las cajas deben estar provistas de cubiertas.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

3) Desviando los cables no-menos de 90° en cajas de empalme y llevándolos horizontalmente a una distancia no-menor del doble del diámetro del cable, sujetando los cables con dos o más soportes aislantes y, además, si es necesario usando hilos para amarrarlos al soporte.

Cuando se use este método, los cables deben soportarse a intervalos no-mayores a 20% de los mencionados en la Tabla 300-19 a).

4) Mediante un método de igual efectividad

300-20. Corrientes eléctricas inducidas en las cubiertas metálicas o en canalizaciones metálicas

a) **Agrupamiento de conductores.** Cuando se instalen conductores que lleven c.a. en canalizaciones o en envolventes metálicas, dichos conductores deben disponerse de tal manera que no se produzca calentamiento por inducción en los metales que lo rodean. Para minimizar este efecto, todos los conductores de fase, el conductor puesto a tierra y los conductores de puesta a tierra del equipo, cuando se usen, deben ir juntos en la misma canalización.

Excepción 1: Lo permitido en la excepción de 250-50, para las conexiones de puesta a tierra de equipo.

Excepción 2: Lo permitido en 426-42 y 427-47 por calentamiento debido al efecto piel.

b) **Conductores individuales.** Cuando un solo conductor que transporte c.a. pase a través de un metal con propiedades magnéticas, se debe reducir a un mínimo el efecto inductivo por los medios siguientes:

1) Cortando ranuras en el metal entre los orificios individuales a través de los cuales pasen los conductores individuales.

2) Pasando todos los conductores del circuito a través de una pared aislante con espacio suficiente para alojar a los mismos.

Excepción: En el caso de circuitos que alimentan sistemas de alumbrado por descarga eléctrica o vacío, anuncios eléctricos o aparatos de rayos X, las corrientes eléctricas en los conductores son tan pequeñas que el efecto de calentamiento inductivo puede ignorarse cuando dichos conductores se instalen en cubiertas metálicas o atraviesen metal.

NOTA: Debido a que el aluminio es un material no-magnético no hay calentamiento debido a histéresis, pero sí habrá corriente eléctrica inducida. Esta corriente eléctrica no se considera de suficiente magnitud como para necesitar el agrupamiento de conductores o tratamientos especiales cuando los conductores pasen a través de paredes de aluminio.

300-21. **Propagación de fuego o de productos de combustión.** Las instalaciones eléctricas en espacios huecos, paredes verticales y ductos ventilados o con ventilación forzada, deben hacerse de modo que la posible propagación de fuego o de productos de la combustión no sea incrementada substancialmente. Las aberturas alrededor de los elementos eléctricos que pasan a través de paredes resistentes al fuego, tabiques, pisos o techos, deben protegerse contra el fuego por métodos adecuados, para mantener la resistencia contra fuego

300-22. **Alambrado en ductos, cámaras de aire y en otros espacios de manejo de aire ambiental.** Las disposiciones de esta sección aplican a la instalación y al uso del alambrado y equipo eléctricos en ductos, cámaras de aire y otros espacios de manejo de aire ambiental.

NOTA: Véase el Artículo 424, Parte F, para los calentadores de ductos.

a) **Ductos para eliminación de polvos, materias en suspensión o vapores.** No se debe instalar ningún sistema de alambrado de cualquier tipo en ductos que se usen para transportar polvos o materia en suspensión, vapores inflamables, como tampoco en cualquier ducto que se use únicamente para eliminación de vapores o ventilación de equipo de cocina de tipo comercial o en cualquier chimenea que contenga solamente tales ductos.

b) **Ductos o cámaras plenas para aire ambiental.** En ductos o cámaras de aire, específicamente para manejar aire ambiental, sólo pueden usarse métodos de cableado que consistan en cables de tipo MI, cable tipo MC con una cubierta metálica impermeable lisa o corrugada sin cubierta no-metálica total, tubo (conduit) metálico tipos ligero, semipesado o pesado y tubo (conduit) metálico flexible. Puede usarse tubo (conduit) metálico flexible y tubo (conduit) metálico flexible hermético a los líquidos en longitudes no-mayores de 1,20 m para conectar equipo físicamente ajustable y dispositivos que se permitan instalar en esos ductos y cámaras de aire. Los conectadores utilizados en tubo (conduit) metálico flexible deben cerrar herméticamente cualquier abertura en la conexión. Se permite instalar equipo y dispositivos en tales ductos o cámaras de aire, sólo si son necesarios para efectuar su función en el aire contenido o para efectuar mediciones en él.

En caso de que se instale equipo o dispositivos, y sea necesaria su iluminación para facilitar el mantenimiento y las reparaciones, se deben utilizar luminarias del tipo hermético.

c) **Otros espacios usados para aire ambiental.** La Sección 300-22(c) aplica para espacios usados para propósitos de manejo de aire ambiental diferente de ductos y cámaras de aire especificados en 300-22 (a) y 300-22(b). Para el alambrado de sistemas instalados en otros espacios para aire ambiental deben utilizarse únicamente cables tipo MI, cables tipo MC sin cubierta no-metálica y cable tipo AC y otros

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

sistemas montados en fábrica de cables de control multiconductores o cables de potencia que estén específicamente designados para el uso.

Otros tipos de cables y conductores deben instalarse en tubo (*conduit*) metálico tipos ligero, semipesado o pesado, tubo (*conduit*) metálico flexible o cuando sean accesibles, canalizaciones con cubierta metálica o para soportar cables en charolas metálicas de fondo sólido con cubiertas sólidas de metal

El equipo eléctrico con envolvente metálica o con cubierta no-metálica aprobada y listada para su uso y que tenga adecuada resistencia contra el fuego y características de baja emisión de humo, y materiales de alambrado adecuados para la temperatura ambiental, se puede instalar en otros espacios instalados para aire ambiental a menos que lo prohíba expresamente en alguna parte esta NOM.

NOTA: El espacio sobre un techo suspendido usado para aire ambiental es un ejemplo de otro tipo de espacios donde aplica 300-22(c).

Excepción 1: *Tubo (conduit) metálico flexible hermético en longitudes que no excedan 1,80 m.*

Excepción 2: *Sistemas de ventilación integrales, adecuados para tal uso.*

Excepción 3: *Este Artículo no incluye áreas habitables o áreas de inmuebles cuyo propósito primordial no sea la circulación de aire ambiental*

Excepción 4: *Se permiten sistemas prefabricados de cables de sistemas de alambrado metálico sin cubierta no-metálica cuando estén aprobados y listados para dicho uso.*

Excepción 5: *Este Artículo no incluye los espacios entre las vigas en unidades de vivienda cuando el alambrado o equipo pasa a través de estos espacios perpendicularmente a la mayor dimensión de éstos.*

d) Sistemas de procesamiento de datos. Las instalaciones eléctricas que se usen para sistemas de procesamiento de datos que estén colocadas en áreas de circulación de aire situadas entre pisos falsos, deben cumplir con lo indicado en el Artículo 645

300-23. Paneles diseñados para permitir el acceso. Los cables, canalizaciones y equipo instalados detrás de los paneles diseñados para permitir el acceso, incluyendo los suspendidos del techo, deben fijarse de tal forma que permitan retirarlos para acceder al equipo.

B. Requisitos para tensiones eléctricas nominales mayores a 600 V

300-31. Tapas requeridas. Se deben instalar tapas adecuadas en todas las cajas y accesorios y envolventes similares para impedir contactos accidentales con las partes energizadas o daños materiales a las partes o al aislamiento.

300-32. Conductores de sistemas diferentes. Los conductores de sistemas de 600 V o menos no ocuparán la misma canalización, cable, caja o envolvente de alambrado con conductores de sistemas superiores a 600 V nominales

Excepción 1: *En motores, tableros, conjuntos de control y equipo similar.*

Excepción 2: *En pozos de registro, si los conductores de cada sistema están permanente y efectivamente separados de los conductores de otros sistemas, y sujetos en forma segura a aisladores, estructuras u otros soportes aprobados*

300-34. Radios de curvatura para conductores. Los conductores no deben doblarse con radios menores de 8 veces el diámetro exterior de los conductores sin pantalla o 12 veces el diámetro de conductores con pantalla o con cubierta de plomo durante o después de ser instalados. Para cables multiconductores con cubierta común o cables monoconductores con pantalla individual multiplexados, el radio mínimo de curvatura es doce veces el diámetro de un conductor con pantalla individual, o siete veces el diámetro total del cable, lo que sea mayor.

300-35. Protección contra calentamiento por inducción. Los conductores metálicos y los conductores relacionados deben colocarse de tal manera que eviten el calentamiento de la canalización por inducción, de acuerdo con lo especificado en 300-20.

300-36. Puesta a tierra. El alambrado y las instalaciones de los equipos deben ponerse a tierra de acuerdo con los requisitos aplicables del Artículo 250.

300-37. Instalaciones subterráneas. Los requerimientos mínimos deben estar de acuerdo con lo indicado en 710-4(b).

ARTÍCULO 305 - INSTALACIONES PROVISIONALES

305-1. Alcance. Las disposiciones de este Artículo se aplican a los métodos de alambrado provisional para fuerza y alumbrado eléctrico, los cuales pueden tener menores requerimientos que los que se exigen para instalaciones permanentes.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

305-2. Todas las instalaciones

- a) **Otros Artículos.** Excepto como se modifica específicamente en este Artículo, todos los demás requisitos de esta NOM para alambrado permanente se deben aplicar a las instalaciones de alambrado provisional.
- b) **Aprobación.** Los métodos de alambrado temporal se aceptan solamente si están aprobados basándose en las condiciones de uso y de cualquier requisito especial de la instalación temporal.

305-3. Limitaciones de tiempo

- a) **Durante el periodo de construcción.** Se permiten las instalaciones provisionales de fuerza y alumbrado durante los periodos de construcción, remodelación, mantenimiento, reparación o demolición en inmuebles, estructuras, equipo o actividades similares.
- b) **Noventa días.** Se pueden utilizar las instalaciones provisionales de fuerza y alumbrado durante un tiempo no-mayor a noventa días para alumbrado decorativo de Navidad, carnavales, fiestas y propósitos similares.
- c) **Emergencias y pruebas.** Se pueden utilizar las instalaciones provisionales de fuerza y alumbrado durante emergencias y para pruebas, experimentos y trabajos en desarrollo.
- d) **Remoción.** Las instalaciones provisionales deben removerse inmediatamente después de terminada la construcción o el fin para el cual el alambrado fue instalado.

305-4. Disposiciones generales

- a) **Acometidas.** Deben instalarse de conformidad con el Artículo 230.
- b) **Alimentadores.** Los alimentadores deben protegerse como está indicado en el Artículo 240. Se deben originar en un centro de distribución aprobado. Los conductores pueden formar parte de un cordón flexible multiconductor o de conjuntos de cables de un tipo indicado en la Tabla 400-4 para uso rudo o extra-rudo.
Excepción: Cuando se instalen para los propósitos especificados en 305-3(c).
- c) **Circuitos derivados.** Todos los circuitos derivados deben originarse en un panel de alumbrado y control o salida de fuerza aprobados. Los conductores deben formar parte de un cordón flexible multiconductor o conjunto de cables de un tipo indicado en la Tabla 400-4 para uso rudo o extra-rudo. Todos los conductores deben estar protegidos como se indica en el Artículo 240
Excepción: Cuando se instalen para los propósitos especificados en 305-3(c).
- d) **Receptáculos.** Todos los receptáculos deben ser del tipo con conexión de puesta a tierra. A menos que estén instalados en una canalización metálica, continua, puesta a tierra o en cables con cubierta metálica, todos los circuitos derivados deben tener un conductor separado de puesta a tierra del equipo, y todos los receptáculos deben estar eléctricamente conectados a los conductores de puesta a tierra del equipo. Los receptáculos en los lugares de construcción no deben instalarse en circuitos derivados que alimenten alumbrado temporal. Los receptáculos no deben conectarse al mismo conductor de fase de circuitos multiconductores que alimentan al alumbrado temporal.
- e) **Medios de desconexión.** Deben instalarse medios de desconexión o *conectores* enchufables adecuados que permitan la desconexión de todos los conductores de fase de cada circuito provisional. Los circuitos derivados multiconductores deben tener un medio de desconexión simultáneo, para todos los conductores de fase, en la salida de fuerza o panel de alumbrado y control donde se origina el circuito derivado
- f) **Protección de lámparas.** Todas las lámparas para iluminación temporal deben estar protegidas contra contactos accidentales o roturas por medio de un dispositivo o portalámparas con guardas de seguridad. No deben usarse bases con cubiertas de bronce, de cartón o portalámparas con cajas metálicas, a menos que las cubiertas estén puestas a tierra.
- g) **Empalmes.** En los sitios en construcción no se requiere una caja para empalmes o conexiones de derivación, cuando los conductores del circuito sean de un cordón multiconductor o de conjuntos de cables o conductores visibles. Véanse 110-14(b) y 400-9. Debe usarse una caja de registro o dispositivo terminal con orificios emboquillados separados para cada conductor, siempre que se realice un cambio a un sistema de tubos o a un sistema de cable con cubierta metálica.
- h) **Protección contra daños accidentales.** Los cables y cordones flexibles deben estar protegidos contra daños accidentales. Deben evitarse las esquinas agudas y las salientes. Cuando se pase a través de puertas u otros puntos críticos, debe proporcionarse una protección adecuada para evitar daños.
- i) **Terminales en los dispositivos.** Los cables que entren en envoltorios que contengan dispositivos que requieran terminales, se deben sujetar a la caja con herrajes diseñados para ese uso

305-5. **Puesta a tierra.** Todas las conexiones de puesta a tierra deben cumplir con lo establecido en el Artículo 250.

305-6. **Protección de falla a tierra para seguridad del personal.** Debe proporcionarse protección de falla a tierra para seguridad del personal en sitios de construcción con alambrado provisional para cumplir con los requisitos (a) o (b) abajo indicados. Esta Sección se aplica únicamente a las instalaciones provisionales, utilizadas para suministrar temporalmente energía a equipo utilizado por personal durante la construcción,

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

remodelación, mantenimiento, reparación o demolición de edificios estructuras, equipo o actividades similares.

a) Interruptores de circuito falla a tierra (ICFT). Todas las salidas (receptáculos de 120 o 127 V, de una fase, de 15 a 20 A, que no sean una parte del alambrado permanente del edificio o inmueble, y que sean usadas por el personal, deben tener interruptor de circuito por falla a tierra. Si un receptáculo o receptáculos ya instalados como parte del alambrado permanente, se emplean para suministrar energía al alambrado provisional, deben tener un interruptor de circuito por falla a tierra. Para los propósitos de esta Sección se permiten las instalaciones de cables que incorporen cortacircuitos por falla a tierra para la protección de las personas.

Excepción 1: Los receptáculos de dos hilos, una fase, de un generador portátil o montado en un vehículo, con una capacidad de no-más de 5 kW, siempre y cuando los conductores del circuito del generador estén aislados de la carcasa del generador y de todas las demás superficies puestas a tierra.

Excepción 2: Solamente en establecimientos industriales en donde las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que personal calificado está involucrado, se permite utilizar conductores de puesta a tierra como se especifica en 305-6 (b)

b) Programa de garantía de conexión de conductores de puesta a tierra. Se permite que otros receptáculos no cubiertos en a) tengan un interruptor de circuito por falla a tierra o debe ponerse en operación un procedimiento escrito en el sitio de la construcción, y debe aplicarse por una o varias personas designadas, para asegurar que las conexiones de puesta a tierra para todos los grupos de cordones y receptáculos que no son parte del alambrado permanente del edificio o inmueble y del equipo conectado por medio de un cordón con clavija, sean instalados y mantenidos, de acuerdo con los requisitos aplicables en 210-7(c), 250-45, 250-59 y 305-4(d).

1) Deben realizarse las siguientes pruebas en todos los grupos de cordones, receptáculos que no son parte del alambrado permanente y equipo conectado con cordón con clavija que requiera ser puesto a tierra

a. Debe probarse continuidad a todos los conductores de puesta a tierra; deben ser eléctricamente continuos.

b. Debe probarse la conexión correcta del conductor de puesta a tierra en cada receptáculo y clavija correspondiente. El conductor de puesta a tierra debe estar conectado a su terminal apropiada.

c. Deben llevarse a cabo todas las pruebas requeridas en las siguientes condiciones:

1. Antes de usarse por primera vez en el sitio de la construcción.

2. Cuando haya evidencia de daño.

3. Antes de que el equipo vuelva a ser puesto en servicio, después de cualquier reparación

4. En intervalos que no excedan tres meses.

2) Deben registrarse y estar disponibles para la autoridad competente las pruebas requeridas en (1), anteriormente mencionado.

305-7. Guardas de protección. Para instalaciones provisionales con tensión eléctrica nominal mayor de 600 V, deben utilizarse cercas adecuadas, barreras u otros métodos efectivos para evitar el acceso de personal no-autorizado.

ARTÍCULO 310 - CONDUCTORES PARA ALAMBRAO EN GENERAL

310-1. Alcance. Este Artículo cubre los requisitos generales de los conductores y de sus denominaciones de tipo, aislamiento, marcado, etiquetas, resistencia mecánica, capacidad de conducción de corriente y usos. Estos requisitos no se aplican a los conductores que forman parte integrante de equipo como motores, controladores de motores y similares ni a los conductores específicamente tratados en otras partes de esta NOM.

NOTA: Para cables flexibles, véase el Artículo 400. Para los cables de aparatos, véase el Artículo 402

310-2. Conductores

a) Aislados. Los conductores deben estar aislados.

Excepción: Cuando se permiten específicamente en algún lugar de esta NOM conductores con cubierta o desnudos.

NOTA: Para el aislamiento de los conductores neutros de un sistema de alta tensión eléctrica sólidamente puesto a tierra, véase 250-152

b) Material de los conductores. Si no se especifica otra cosa, los conductores a los que se refiere este Artículo deben ser de cobre o de aluminio. Cuando se especifican conductores de aluminio o aleaciones de aluminio, el tamaño nominal mínimo debe ser 13,3 mm² (6 AWG)

310-3. Conductores cableados. Los conductores de tamaño nominal 8,167 mm² (8 AWG) y mayores deben ser cableados, cuando van instalados en canalizaciones.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Excepción: Como se permite o se requiere en esta NOM.

310-4. Conductores en paralelo. Los conductores cobre o de aluminio de tamaño nominal $53,48 \text{ mm}^2$ (1/0 AWG) y mayores, que sean los conductores de fase, el neutro o el conductor puesto a tierra de un circuito, pueden ir conectados en paralelo (unidos eléctricamente en ambos extremos para formar un solo conductor).

Excepción 1: Lo que se permite en 620-12(a)(1).

Excepción 2: Se permite instalar en paralelo conductores de tamaño nominal menor a $53,48 \text{ mm}^2$ (1/0 AWG) para alimentar instrumentos de medición, contactores, relés, solenoides y otros dispositivos similares de control, siempre que (a) estén contenidos en el mismo ducto o cable; (b) la capacidad de conducción de corriente de cada conductor por separado sea suficiente para transportar toda la corriente eléctrica que transportan los conductores en paralelo, y (c) el dispositivo de sobrecorriente sea tal que no supere la capacidad de conducción de corriente de cada conductor si uno o más de los conductores en paralelo se desconectaran accidentalmente.

Excepción 3: Se permite instalar en paralelo conductores de tamaño nominal menor a $53,48 \text{ mm}^2$ (1/0 AWG) para frecuencias de 360 Hz y mayores, cuando se cumplan las condiciones (a), (b) y (c) de la Excepción 2

Excepción 4: Se permite instalar en paralelo conductores neutros puestos a tierra de tamaño nominal $33,62 \text{ mm}^2$ (2 AWG) y mayores, en las instalaciones ya existentes

NOTA: Lo indicado en la Excepción 4 se puede aprovechar para disminuir el calentamiento de los conductores con corrientes eléctricas con un alto contenido de armónicos de tercer orden neutros en instalaciones existentes

Los conductores en paralelo de fase, neutro o puestos a tierra en cada circuito, deben ser:

- 1) De la misma longitud.
- 2) Del mismo material conductor.
- 3) Del mismo tamaño nominal
- 4) Con el mismo tipo de aislamiento.
- 5) Con terminales de las mismas características

Cuando los conductores se instalen en cables o en canalizaciones distintas, los cables y canalizaciones deben tener las mismas características físicas.

NOTA: Eligiendo apropiadamente los materiales, forma de construcción y orientación de los conductores, se pueden minimizar las diferencias de reactancia inductiva y la división desigual de corriente eléctrica. Para conseguir ese equilibrio, no es necesario que los conductores de una fase, neutros o puestos a tierra sean los mismos que los de la otra fase, neutros o puestos a tierra para obtener el balance.

Cuando los conductores de puesta a tierra están formados con conductores en paralelo, deben cumplir los requisitos de esta Sección, excepto que deberán tener el tamaño nominal que se indica en 250-95.

Cuando se utilicen conductores en paralelo, se debe tener en cuenta el espacio en las envolventes (véanse los Artículos 370 y 373).

Los conductores instalados en paralelo deben cumplir lo establecido en el Artículo 310, Nota 8(a), Notas a las Tablas de la capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V.

310-5. Tamaño nominal mínimo de los conductores. En la Tabla 310-5 se indica el tamaño nominal mínimo de los conductores permitido por esta NOM.

Excepción 1: Para los cables flexibles, como se permite en 400-12.

Excepción 2: Para los cables de aparatos, como se permite en 410-2.1.

Excepción 3: Para los cables de motores de 746 W (1 CP) o menos, como se permite en 430-22(b).

Excepción 4: Para los cables de grúas y polipastos, como se permite en 610-14.

Excepción 5: Para los cables de los circuitos de control y señalización de los elevadores, como se permite en 620-12.

Excepción 6: Para los cables de los circuitos de Clase 1, Clase 2 y Clase 3 como se permite en 725-27 y 725-51.

Excepción 7: Para los cables de circuitos de alarma contra incendios, como se permite en 760-27, 760-51 y 760-71.

Excepción 8: Para los cables de los circuitos de control de motores, como se permite en 430-72

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310- 5. Tamaño nominal mínimo de los conductores

Tensión eléctrica nominal del conductor (V)	Tamaño nominal mínimo del conductor	
	mm ² (AWG)	Material
De 0 a 2000	2,082 (14)	Cobre
	13,3 (6)	Aluminio
De 2001 a 5000	8,367 (8)	Cobre
	13,3 (6)	Aluminio
De 5001 a 8000	13,3 (6)	Cu o Al
De 8001 a 15000	33,62 (2)	Cu o Al
De 15001 a 25000	42,41 (1)	Cu o Al
De 28001 a 35000	53,48 (1/0)	Cu o Al

310-6. Blindaje. Los conductores aislados con dieléctrico sólido en instalaciones permanentes que operen a más de 2000 V, deben tener un aislamiento resistente al ozono y estar blindados. Todos los blindajes metálicos de aislamiento se deben poner a tierra por un método eficaz que cumpla los requisitos indicados en 250-51. El blindaje debe servir para el propósito de confinar los esfuerzos de la tensión eléctrica en el aislamiento.

Excepción: Se permite usar conductores aislados no-blindados aprobados, en instalaciones hasta de 8000 V, con las siguientes condiciones:

- Los conductores deben tener un aislamiento resistente a las descargas eléctricas y a las corrientes eléctricas parásitas superficiales o, si están aislados, deben estar recubiertos de un material resistente al ozono, a las descargas eléctricas y a las corrientes parásitas superficiales
- Cuando se usen en lugares mojados, los conductores aislados deben tener una cubierta no-metálica que los cubra totalmente o una cubierta metálica continua
- Cuando los conductores aislados operen entre 5001 y 8000 V deben llevar un recubrimiento no-metálico sobre el aislamiento. El aislamiento debe tener una capacidad inductiva específica no-mayor a 3,6 y el recubrimiento una capacidad inductiva específica no-menor a 6 y no-mayor a 10.
- El espesor del aislamiento y del recubrimiento deben cumplir con lo indicado en la norma de producto correspondiente.

310-7. Conductores directamente enterrados. Los conductores que vayan directamente enterrados deben ser de un tipo aprobado e identificado para ese uso.

Los cables de más de 2000 V nominales deben estar blindados

Excepción: Se permite usar cables multiconductores no blindados entre 2001 y 5000 V si el cable tiene una armadura cubierta metálica a todo lo largo.

El blindaje, cubierta o armadura metálica debe estar puesto a tierra por un método eficaz que cumpla los requisitos indicados en 250-51

NOTA 1: Para requisitos de instalación de los conductores de 600 V o menos, véase 300-5.

NOTA 2: Para requisitos de instalación de conductores de más de 600 V, véase 710-4(b).

310-8. En lugares mojados

a) Conductores aislados. Los conductores aislados que se utilicen en lugares mojados deben ser: (1) recubiertos con plomo; (2) de los tipos RHW, TW, THW, THW-LS, THHW, THHW-LS, THWN o XHHW o (3) de un tipo aprobado y listado para uso en lugares mojados.

b) Cables. Los cables de uno o más conductores utilizados en lugares mojados deben ser de un tipo aprobado y listado para su uso en lugares mojados.

Los conductores que se utilicen enterrados directamente deben ser de un tipo aprobado y listado para dicho uso.

310-9. Condiciones corrosivas. Los conductores expuestos a aceites, grasas, vapores, gases, humos, líquidos u otras sustancias que tengan un efecto corrosivo sobre el conductor o el aislamiento, deben ser de un tipo adecuado para esa aplicación

310-10. Límites de temperatura de los conductores. Ningún conductor se debe utilizar de modo que su temperatura de funcionamiento supere la del diseño para el tipo de conductor aislado al que pertenezca. En ningún caso se deben unir los conductores de modo que se supere el límite de temperatura de cualquier conductor con respecto al tipo de circuito, método de alambrado aplicado o número de conductores.

NOTA: La temperatura nominal de un conductor (véanse las Tablas 310-13 y 310-61) es la temperatura máxima, en cualquier punto de su longitud, que puede soportar

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

durante un periodo prolongado de tiempo sin que se produzca una fuerte degradación. Las tablas de capacidad de conducción de corriente del Artículo 310 indican la corriente eléctrica máxima permitida para los conductores; en los diversos tipos de aislamiento, así como los factores de corrección al final de estas tablas y las notas a las mismas y ofrecen orientación para coordinar el tipo, tamaño nominal, capacidad de conducción de corriente, temperatura ambiente y número de conductores en una instalación.

Los principales determinantes de la temperatura de operación de los conductores son.

- 1) La temperatura ambiente. La temperatura ambiente puede variar a lo largo del conductor y con el tiempo.
- 2) El calor generado interiormente en el conductor por el paso de la corriente eléctrica, incluidas las corrientes fundamentales y sus armónicas.
- 3) El factor de disipación del calor generado al medio ambiente. El aislamiento térmico que cubre o rodea a los conductores puede afectar ese factor de disipación.
- 4) Conductores adyacentes que transportan carga. Los conductores adyacentes tienen el doble efecto de elevar la temperatura ambiente y de impedir la disipación de calor.

310-11 Marcado

a) Información necesaria. Todos los conductores y cables deben ir marcados con la información necesaria siguiente, según el método de marcado aplicable entre los que se describen en el siguiente apartado (b) y de acuerdo con las normas nacionales de producto y de marcado existentes.

- 1) La tensión eléctrica nominal máxima que soporta el conductor.
- 2) La letra o letras que indican el tipo de hilos o cables, tal como se especifica en otro lugar de esta NOM.
- 3) El nombre del fabricante, marca comercial u otra marca que permita identificar fácilmente a la organización responsable del producto.
- 4) El tamaño nominal en mm^2 (AWG o kcmil)

b) Métodos de marcado

- 1) **Marcado en la superficie.** Los siguientes conductores y cables se deben marcar en su superficie de modo indeleble. El tamaño nominal se debe repetir a intervalos no-mayores a 60 cm. Todas las demás marcas deben repetirse a intervalos no-mayores a 1 m.
 - a. Cables y alambres de uno o varios conductores, con aislamiento de hule o termoplástico.
 - b. Cables con recubrimiento no-metálico.
 - c. Cables de entrada de acometida.
 - d. Cables subterráneos de circuitos alimentadores y derivados.
 - e. Cables para usarse en soportes tipo charola para cables.
 - f. Cables para riego.
 - g. Cables de energía limitada para su uso en soportes tipo charola para cables.
 - h. Cables de instrumentos para uso en soportes tipo charola para cables.

- 2) **Cinta de marcar.** Para marcar los cables multiconductores con recubrimiento metálico se debe emplear una cinta de marcar situada dentro del cable y a todo lo largo del mismo.

Excepción 1: Los cables con recubrimiento metálico y aislamiento mineral.

Excepción 2: Los cables tipo AC.

Excepción 3: Se permite que la información requerida en 310-11(a) se marque de modo indeleble en el recubrimiento externo no-metálico de los cables tipos MC, ITC o PLTC a intervalos no-mayores a 1 m.

NOTA: Los cables con recubrimiento metálico son del tipo AC (Artículo 333), tipo MC (Artículo 334) y cables con cubierta de plomo.

- 3) **Marcado mediante etiquetas.** En el empaque de todos los cables y conductores se deben marcar mediante una etiqueta impresa sujeta al rollo, bobina o caja del cable, conforme con las normas de producto correspondientes.

4) Indicación opcional del tamaño nominal del cable. Se permite que la información exigida en el párrafo anterior (a)(4) esté marcada en la superficie de cada conductor aislado de los siguientes cables multiconductores:

- a. Cables de tipo MC.
- b. Cables para uso en soportes tipo charola.
- c. Cables para equipo de riego.
- d. Cables de potencia limitada para uso en soportes tipo charola.
- e. Cables de sistemas de alarma contra incendios.
- f. Cables de instrumentos para uso en soportes tipo charola.

c) Sufijos que indican el número de conductores. Una letra o letras solas indican un solo conductor aislado. Las siguientes letras utilizadas como sufijo indican lo que se expresa en cada una:

D: Dos conductores aislados en paralelo, dentro de un recubrimiento exterior no-metálico.

M: Conjunto de dos o más conductores aislados y cableados en espiral, dentro de un recubrimiento exterior no-metálico.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

d) **Marcas opcionales** Se permite que los conductores de los tipos aprobados indicados en las Tablas 310-13 y 310-61 lleven en su superficie marcas que indiquen características especiales o el material de los cables.

NOTA: Ejemplos de estas marcas son, entre otros, la "LS" (no-propagador de incendios y baja emisión de humos) o "resistente a la luz solar".

310-12. Identificación de los conductores

a) **Conductores puestos a tierra.** Los conductores aislados, de tamaño nominal de 13,3 mm² (6 AWG) o más pequeños, diseñados para usarse como conductores puestos a tierra en circuitos, deben tener una identificación exterior de color blanco o gris claro. Los cables multiconductores planos de tamaño nominal de 21,15 mm² (4 AWG) o mayores pueden llevar un borde exterior sobre el conductor puesto a tierra.

Excepción 1: Los cables de aparatos eléctricos, como se indica en el Artículo 402.

Excepción 2: Los cables con recubrimiento metálico y aislamiento mineral

Excepción 3: Un conductor de circuitos derivados identificado como se establece en 210-5(a).

Excepción 4: Cuando las condiciones de mantenimiento y supervisión de una instalación aseguren que sólo interviene en ella personal calificado, se permite que los conductores puestos a tierra de los cables multiconductores se identifiquen permanentemente en sus terminales en el momento de la instalación, mediante una marca clara de color blanco u otro medio igualmente eficaz

En los cables aéreos, la identificación debe ser como se indica o por medio de un borde situado en el exterior del cable, lo cual permita identificarlo

Se considera que los cables con recubrimiento exterior de color blanco o gris claro, pero con marca de color en el blindaje para identificar al fabricante, cumplen lo establecido en esta sección.

NOTA: Para los requisitos de identificación de conductores mayores de 13,30 mm² (6 AWG), véase 200-6

b) **Conductores de puesta a tierra.** Se permite instalar conductores de puesta a tierra desnudos, cubiertos o aislados. Los conductores de puesta a tierra, cubiertos o aislados individualmente, deben tener un acabado exterior continuo verde o verde con una o más franjas amarillas

Excepción 1: Se permite identificar permanentemente en el momento de la instalación a un conductor aislado o cubierto de tamaño mayor a 13,30 mm² (6 AWG) como conductor de puesta a tierra en sus dos extremos y en todos los puntos en los que el conductor esté accesible. La identificación se debe hacer por uno de los métodos siguientes.

a. Quitando el aislamiento o cubierta del conductor en toda la parte expuesta.

b. Pintando de verde el aislamiento o cubierta en toda la parte expuesta.

c. Marcando la parte expuesta del aislamiento o cubierta con cinta verde o etiquetas adhesivas de color verde.

Excepción 2: Cuando las condiciones de mantenimiento y supervisión de una instalación aseguren que solo tienen acceso a la misma personal calificado, se permite identificar permanentemente un conductor aislado en un cable multiconductor que se identifique como conductor de puesta a tierra en cada extremo y en todos los puntos en que el conductor esté accesible, en el momento de la instalación, por uno de los métodos siguientes:

a. Quitando el aislamiento o cubierta del conductor en toda la parte expuesta.

b. Pintando de verde el aislamiento o cubierta en toda la parte expuesta

c. Marcando la parte expuesta del aislamiento o la cubierta con cinta verde o etiquetas adhesivas de color verde.

c) **Conductores de fase.** Los conductores que estén diseñados para usarlos como conductores de fase, si se usan conductores sencillos o en cables multiconductores, deben estar acabados de modo que se distingan claramente de los conductores puestos a tierra y los de puesta a tierra. Los conductores de fase se deben distinguir por colores distintos al blanco, gris claro o verde o por cualquier combinación de colores y sus correspondientes marcas. Estas marcas deben ir también en un color que no sea blanco, gris claro o verde, y deben consistir en una franja o franjas iguales, que se repitan periódicamente. Estas marcas no deben interferir en modo alguno con las marcas superficiales que se exigen en 310-11(b)(1).

Excepción: Lo que se permite en 200-7.

310-13. **Construcción y aplicaciones de los conductores.** Los conductores aislados deben cumplir las disposiciones aplicables de una o más de las siguientes Tablas: 310-13, 310-61, 310-62, 310-63 y 310-64. Se permite el uso de estos conductores en cualquiera de los métodos de alambrado descritos en el Capítulo 3 y como se especifica en sus respectivas tablas.

NOTA: Los aislamientos termoplásticos se pueden poner rígidos a temperaturas menores a -10 °C. A temperatura normal, los termoplásticos también se pueden deformar si están sometidos a presión, como por ejemplo, en los puntos de apoyo. Si se utilizan aislantes termoplásticos en circuitos de c.c. en lugares mojados, se puede producir electroendosmosis entre el conductor y el aislante.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310 – 13. Conductores - Aislamientos y usos

Nombre genérico	Tipo	Temp. máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Tamaño nominal		Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
					mm ²	AWG-kcmil		
Etileno Propileno Fluorado	FEP	90	Lugares secos o húmedos	Etileno Propileno Fluorado	2,082 - 5,260	(14 - 10)	0,51 0,76	Ninguna
	FEP B	200	Lugares secos Aplicaciones especiales	Etileno Propileno Fluorado	8,367 - 33,620	(8 - 2)		
					2,082 - 8,367	(14 - 8)	0,36	Malla de fibra de vidrio
					13,300 - 33,620	(6 - 2)	0,36	Malla de material adecuado
Termoplástico resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	MT W	60	Alambrado de máquinas herramienta en lugares mojados (véase Art. 670)	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	0,32 - 3,307	(22 - 12)	(A) (B) 0,76 0,38	(A) Ninguna (B) Cubierta de nylon o equivalente
		90	Alambrado de máquinas herramienta en lugares secos (véase el Artículo 670)		5,26	(10)	0,76 0,51	
					8,367	(8)	1,14 0,76	
					13,30	(6)	1,52 0,76	
					21,15 - 33,62	(4 - 2)	1,52 1,02	
					42,41 - 107,2	(1 - 4/0)	2,03 1,27	
					126,7 - 253,4	(250 - 500)	2,41	
					304,0 - 506,7	(600 - 1000)	1,5	
					633,3 - 1013,6	(1250 - 2000)	2,79	
							1,7	
Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor	RHH	90	Lugares secos o húmedos	Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y a la flama	2,082 - 5,26	(14 - 10)	1,14	Cubierta no metálica resistente a la humedad y a la propagación de la flama
					8,367 - 33,62	(8 - 2)		
					42,41 - 107,2	(1 - 4/0)	1,52	
					126,7 - 253,4	(250 - 500)	2,03	
					304,0 - 506,7	(600 - 1000)	2,41	
					633,3 - 1013,6	(1250 - 2000)	2,79	
							3,18	
Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor	RH W	75	Lugares secos o mojados	Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor, a la humedad y a la flama	2,082 - 5,26	(14 - 10)	1,14	Cubierta no metálica resistente a la humedad y a la propagación de la flama
					8,367 - 33,62	(8 - 2)		
					42,41 - 107,2	(1 - 4/0)	1,52	
					126,7 - 253,4	(250 - 500)	2,03	
					304,0 - 506,7	(600 - 1000)	2,41	
					633,3 - 1013,6	(1250 - 2000)	2,79	
							3,18	

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Silicón - FV	SF	150 200	Lugares secos y húmedos En aplicaciones donde existan condiciones de alta temperatura	Hule Silicón	0,8235 - 3,307 8,367 - 33,62 42,41 - 107,2	18 -12 8 -2 1 - 4/0	0,762 1,524 2,032	Malla de fibra de vidrio o material equivalente
Polímero sintético resistente al calor	SIS	90	Alambrado de tableros de distribución	Polímero sintético de cadena cruzada resistente al calor	2,082 - 5,260 8,367	14 -10 8	0,76 1,14	Ninguna
Termoplástico para tableros.	TT	75	Alambrado de tableros de distribución	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio y de emisión reducida de humos y gas ácido	0,5191 - 3,307	20 -12	0,76	Ninguna
Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	TW	60	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	2,082 - 5,260 13,30 - 33,62 8,367	14 -10 8 6 -2	0,76 1,14 1,52	Ninguna
Cable plano termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.	TW D	60	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	0,519 - 1,307 2,082 - 5,260	20 -16 14 -10	0,64 0,9	Ninguna
Nombre genérico	Tipo	Temp. máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Tamaño nominal		Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	TH W	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	2,082 -5,26	14 -10	0,76	Ninguna
		90	Aplicaciones especiales dentro de equipo de alumbrado por descarga eléctrica. Restringido a 1000 V o menos en circuito abierto y a tamaños nominales de 2,082 a 8,367 mm ² (14-8 AWG)		8,367	8	1,14	
					13,30 - 33,62	6 -2	1,52	
					42,41 - 107,2	1 - 4/0	2,03	
					126,7 - 253,4	250- 00	2,41	
					304,0 - 506,7	600 - 1000	2,79	
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido	TH W - LS	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido.	2,082- 5,260	(14 -10)	0,76	Ninguna
			Aplicaciones especiales dentro de equipo de alumbrado por descarga eléctrica Restringido a 1000V o menos en circuito y áreas de las secciones transversales de 2082 a 8367 mm ² (14-08)		8,367	(8)	1,14	
					13,30- 33,62	(6 -2)	1,52	
					42,41- 107,2	(1 - 4/0)	2,03	
					126,7- 253,4	(250 - 500)	2,41	
	THH W	75	Lugares secos y mojados.	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios.	304,0- 506,7	(600 - 1000)	2,79	
			Lugares secos		0,76			
					2,082- 5,260	(14 -10)	1,14	
					8,367	(8)	1,52	
					13,30 - 33,62	(6 -2)	2,03	
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida	THH W- LS	75	Lugares mojados.	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido	8,367	(1 - 4/0)	2,41	Ninguna
		90	Lugares secos		13,30 - 33,62	(250 - 500)	2,79	
					42,41 - 107,2	(600 - 1000)		
					126,7- 253,4			
					304,0- 506,7			

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

de humos y gas ácido					304,0 - 506,7			
Termoplástico con cubierta de nylon, resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	TH WN	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico con cubierta de nylon, resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	2,082 - 3,307	(14 - 12)	0,38	Cubierta de nylon o equivalente
					5,26	(10)	0,51	
					8,367 - 13,30	(8 - 6)	0,76	
					21,15 - 33,62	(4 - 2)	1,02	
					42,41 - 107,2	(1 - 4/0)	1,27	
					126,7 - 253,4	(250 - 500)	1,52	
					304,0 - 506,7	(600 - 1000)	1,78	
Termoplástico con cubierta de nylon, resistente al calor y a la propagación de la flama	THH N	90	Lugares secos	Termoplástico con cubierta de nylon, resistente al calor y a la propagación de la flama	2,082 - 3,307	(14 - 12)	0,38	Cubierta de nylon o equivalente
					5,26	(10)	0,51	
					8,367 - 13,30	(8 - 6)	0,76	
					21,15 - 33,62	(4 - 2)	1,02	
					42,41 - 107,2	(1 - 4/0)	1,27	
					126,7 - 253,4	(250 - 500)	1,52	
					304,0 - 506,7	(600 - 1000)	1,78	
Nombre genérico	Tipo	Temp. máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Tamaño nominal	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior	
Cable plano para acometida aérea y sistemas fotovoltaicos	TW D - UV	60	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea. Véase el Artículo 338. Sistemas fotovoltaicos. Véase el Artículo 690	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	3,307 - 8,367	(12 - 8)	1,14	Ninguna
Cable mono-conductor para acometida	BTC DRS	90 90	Lugares secos y mojados Acometida subterránea. Véase el	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a	15 - 35	(4 - 2)	1,60	Ninguna

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

subterránea			Artículo 338	la humedad, al calor y a la propagación de la flama	21,15 - 33,62		1,58	Ninguna
Cable mono-conductor y multi-conductor para acometida subterránea			Lugares secos y mojados	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama				
			Entrada de acometida subterránea. Véase Art. 338.					
Cable para acometida aérea	CCE	60	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea. Véase el Artículo 338	Termoplástico o resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	3,307 - 5,26		1,2	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie
					13,3 - 21,15		1,6	
Cable para acometida aérea	BM - AL	75	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea. Véase Art. 338	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	13,3 - 33,62	(6 - 2)	1,14	Ninguna
Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad y al calor	XHH W	90	Lugares secos o mojados	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama.	2,082 - 5,260	(14 - 10)	0,76	Ninguna
						(8 - 2)	1,14	
					8,367 - 33,62	(1 - 4/0)	1,4	
					42,41 - 107,2	(250 - 500)	1,65	
		75	Lugares mojados		126,7 - 253,4	(600 - 1000)	2,03	
Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad y al calor	XHH W-2	90	Lugares secos y mojados	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	304,0 - 506,7		0,76	Ninguna
						(14 - 10)	1,14	
						(8 - 2)	1,4	
					2,082 - 5,260	(1 - 4/0)	1,65	
					8,367 - 33,62	(250 - 500)	2,03	
					42,41 - 107,2	(600 - 1000)		
					126,7 - 253,4			
					304,0 - 506,7			

OBSERVACIONES GENERALES A LAS TABLAS 310-13

1. Los tipos de cables marcados con el sufijo "-2", para usarse en temperaturas de operación continua de 90 °C en ambiente mojado y seco, por ejemplo THW-2 y XHHW-2.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

2. Cuando el aislamiento y la cubierta exterior (si la hay), cubren los requerimientos de no-propagación de incendio, de emisión reducida de humos y de gas ácido, de acuerdo con las normas nacionales, se permite agregar al tipo el sufijo "LS". Por ejemplo THW-LS

310-14. Material de los conductores de aluminio. Los conductores cableados de aluminio en tamaño nominal de 13,3 mm² (6 AWG) y mayores, de tipos XHHW, XHHW-2, RHW, RHH y RHW-2, conductores para entrada de acometida tipo SE estilo U y SE estilo R, deben ser de aleación de aluminio AA 8000.

No se permite el uso de conductores de aluminio o de aleación de aluminio en tamaños nominales menores a 13,3 mm² (6 AWG). Véanse las Tablas 310-16, 310-17 y la Tabla A-310-2 del Apéndice A. Véase 110-14 para conexiones eléctricas.

310-15. Capacidad de conducción de corriente. Se permite calcular la capacidad de conducción de corriente de los conductores mediante los siguientes apartados (a) o (b).

NOTA: Para las capacidades de conducción de corrientes calculadas en esta Sección no se tiene en cuenta la caída de tensión eléctrica. Para los circuitos derivados, véase la Nota 4 de 210-19(a), para los circuitos de alimentación, véase la Nota 2 de 215-2(b).

a). Disposiciones generales Para la selección del tamaño nominal de los conductores, la capacidad de conducción de corriente de los conductores de 0 a 2000 V nominales se debe considerar como máximo los valores especificados en las Tablas de capacidad de conducción de corriente 310-16 a 310-19 y sus observaciones correspondientes. La capacidad permisible de conducción de corriente de los conductores con aislamiento dieléctrico sólido, de 2001 a 35000 V, es la especificada en las Tablas 310-67 a 310-86 con sus Notas correspondientes.

Las Tablas 310-16 a 310-19 son tablas de aplicación para usarse en la selección del tamaño nominal de los conductores con las cargas calculadas de acuerdo con el Artículo 220. La capacidad de conducción de corriente permanentemente admisible es el resultado de tener en cuenta uno o más de los siguientes factores:

1. La compatibilidad en temperatura con equipo conectado, sobre todo en los puntos de conexión.
2. La coordinación con los dispositivos de protección contra sobrecorriente del circuito y de la instalación.
3. El cumplimiento de los requisitos del producto de acuerdo con su norma específica correspondiente. A este respecto véase 110-3(b).
4. El cumplimiento de las normas de seguridad establecidas por las prácticas industriales y procedimientos normalizados

b) Supervisión por personas calificadas. Con la supervisión de personas calificadas, se permite calcular la capacidad de conducción de corriente de los conductores mediante la siguiente fórmula general.

Ecuación:

$$I = \sqrt{\frac{TC - (TA + \Delta TD)}{RCD(1 + YC)RCA}}$$

donde:

TC = Temperatura del conductor en °C.

TA = Temperatura ambiente en °C.

ΔTD = Incremento de la temperatura por pérdidas del dieléctrico.

RCD = Resistencia de c.c. del conductor a la temperatura TC.

YC = Componente de resistencia de c.a. debida a los efectos superficial y de proximidad.

RCA = Resistencia térmica efectiva entre el conductor y el ambiente que lo rodea.

c) Selección de la capacidad de conducción de corriente. Cuando se calculan diferentes capacidades de conducción de corrientes que se pudieran aplicar para un circuito de longitud dada, se debe tomar la de menor valor.

Excepción: Cuando se aplican dos valores de capacidad de conducción de corriente a partes adyacentes de un circuito, se permite utilizar la de mayor capacidad más allá del punto de transición, a la distancia de 3 m o 10% de la longitud del circuito, la distancia que sea menor.

NOTA: Para los límites de temperatura de los conductores según su conexión a los puntos terminales, véase 110-14(c).

d) Ductos eléctricos. Como se usa en el Artículo 310, se entiende por ductos eléctricos cualquiera de los sistemas de tubo (*conduit*) reconocidos en el Capítulo 3 como adecuados para uso subterráneo; y otras canalizaciones de sección transversal circular aprobadas y listadas para uso subterráneo, ya sea enterradas directamente o embebidas en concreto.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-16. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores activos en una canalización, cable o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)						Tamaño nominal
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
mm ²	TIPOS TW*, TWD*, CCE, TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, TT	TIPOS RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2.	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*, BM-AL	TIPOS RHW-2, XHHW, XHHW-2, DRS	AWG/kcmil
	Cobre			Aluminio			
0,8235	---	---	14	---	---	---	18
1,307	---	---	18	---	---	---	16
2,082	20*	20*	25*	---	---	---	14
3,307	25*	25*	30*	---	---	---	12
5,26	30	35*	40*	---	---	---	10
8,367	40	50	55	---	---	---	8
13,3	55	65	75	40	50	60	6
21,15	70	85	95	55	65	75	4
26,67	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,41	110	130	150	85	100	115	1
53,48	125	150	170	100	120	135	1/0
67,43	145	175	195	115	135	150	2/0
85,01	165	200	225	130	155	175	3/0
107,2	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,03	400	475	535	320	385	435	750
405,37	410	490	555	330	395	450	800
456,04	435	520	585	355	425	480	900
506,71	455	545	615	375	445	500	1000
633,39	495	590	665	405	485	545	1250
760,07	520	625	705	435	520	585	1500
886,74	545	650	735	455	545	615	1750
1013,42	560	665	750	470	560	630	2000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	0,58	0,71	0,58	0,71	56-60
61-70	0,33	0,58	0,33	0,58	61-70
71-80	0,41	0,41	71-80

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta NOM, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 A para 2,082 mm² (14 AWG); 20 A para 3,307 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-17. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados individualmente de 0 a 2000 V nominales, al aire para una temperatura del aire ambiente de 30 °C

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor (ver tabla 310-13)						Tamaño nominal
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
mm ²	TIPOS TW*	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*	TIPOS RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THW-LS, THWN-2*, XHHW*, XHHW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2	AWGkcmil
	Cobre			Aluminio			
0,8235	---	---	18	---	---	---	18
1,307	---	---	24	---	---	---	16
2,082	25*	30*	35*	---	---	---	14
3,307	30*	35*	40*	---	---	---	12
5,26	40	50*	55*	---	---	---	10
8,367	60	70	80	---	---	---	8
13,3	80	95	105	60	75	80	6
21,15	105	125	140	80	100	110	4
26,67	120	145	165	95	115	130	3
33,62	140	170	190	110	135	150	2
42,41	165	195	220	130	155	175	1
53,48	195	230	260	150	180	205	1/0
67,43	225	265	300	175	210	235	2/0
85,01	260	310	350	200	240	275	3/0
107,2	300	360	405	235	280	315	4/0
126,67	340	405	455	265	315	355	250
152,01	375	445	505	290	350	395	300
177,34	420	505	570	330	395	445	350
202,68	455	545	615	355	425	480	400
253,35	515	620	700	405	485	545	500
304,02	575	690	780	455	540	615	600
354,69	630	755	855	500	595	675	700
380,03	655	785	855	515	620	700	750
405,37	680	812	920	535	645	725	800
456,04	730	870	985	580	700	785	900
506,71	780	935	1055	625	750	845	1000
633,39	890	1065	1200	710	855	960	1250
760,07	980	1175	1325	795	950	1075	1500
886,74	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
1013,42	1155	1385	1560	960	1150	1335	2000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.						Temperatura ambiente en °C
21-25	1,08	21-25	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	31-35	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	36-40	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	41-45	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	46-50	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	51-55	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	---	56-60	0,71	---	0,58	0,71	56-60
61-70	---	61-70	0,58	---	0,33	0,58	61-70
71-80	---	71-80	0,41	---	---	0,41	71-80

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta NOM, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 A para 2,082 mm² (14 AWG); 20 A para 3,307 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-18. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores aislados individuales de 0 a 2000 V, de 150 °C a 250 °C en canalizaciones o cables, para una temperatura ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor. Véase tabla 310-13				Tamaño nominal
	150 °C	200 °C	250 °C	150 °C	
mm ²	TIPOS FEP, FEPB, SF	TIPOS FEP, FEPB, SF	TIPO PFAH, TFE	TIPO Z	AWG Kcmil
	Cobre		Níquel o níquel recubierto de cobre	Aluminio	
2,082	34	36	39	---	14
3,307	43	45	54	---	12
5,26	55	60	73	---	10
8,367	76	83	93	---	8
13,3	96	110	117	75	6
21,15	120	125	148	94	4
26,67	143	152	166	109	3
33,62	160	171	191	124	2
42,41	186	197	215	145	1
53,48	215	229	244	169	1/0
67,43	251	260	273	198	2/0
85,01	288	297	308	227	3/0
107,2	332	346	361	260	4/0
126,67	---	---	---	---	250
152,01	---	---	---	---	300
177,34	---	---	---	---	350
202,68	---	---	---	---	400
253,35	---	---	---	---	500
304,02	---	---	---	---	600
354,69	---	---	---	---	700
380,03	---	---	---	---	750
405,37	---	---	---	---	800
506,71	---	---	---	---	1000
760,07	---	---	---	---	1500
1013,42	---	---	---	---	2000
FACTORES DE CORRECCIÓN					
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambiente distintas de 40 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.				Temperatura ambiente en °C
41-50	0,95	41-50	0,98	0,95	41-50
51-60	0,90	51-60	0,95	0,90	51-60
61-70	0,85	61-70	0,93	0,85	61-70
71-80	0,80	71-80	0,90	0,80	71-80
81-90	0,74	81-90	0,87	0,74	81-90
91-100	0,67	91-100	0,85	0,67	91-100
101-120	0,52	101-120	0,79	0,52	101-120
121-140	0,30	121-140	0,72	0,30	121-140
141-160	---	141-160	0,65	---	141-160
161-180	---	161-180	0,58	---	161-180
181-200	---	181-200	0,49	---	181-200
201-225	---	201-225	0,35	---	201-225

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-19. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados individualmente de 0 a 2000 V, de 150 °C a 250 °C al aire libre, para una temperatura ambiente del aire de 40 °C

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor. Véase tab a 310-13					Tamaño nominal
	150 °C	200 °C	Conductores desnudos o cubiertos	250 °C:	150 °C	
mm ²	TIPO Z	TIPOS FEP, FEPB, SF		Cobre	TIPOS PFAH, TFE	TIPO Z
			Niquel o de cobre recubierto de niquel		Aluminio	
2,082	46	54	30	59	---	14
3,307	60	68	35	78	---	12
5,26	80	90	50	107	---	10
8,367	106	124	70	142	---	8
13,3	155	165	95	205	112	6
21,15	190	220	125	278	148	4
26,67	214	252	150	327	170	3
33,62	255	293	175	381	198	2
42,41	293	344	200	440	228	1
53,48	339	399	235	532	263	1/0
67,43	390	467	275	591	305	2/0
85,01	451	546	320	708	351	3/0
107,2	529	629	370	830	411	4/0
126,67	---	---	415	---	---	250
152,01	---	---	460	---	---	300
177,34	---	---	520	---	---	350
202,68	---	---	560	---	---	400
253,35	---	---	635	---	---	500
304,02	---	---	710	---	---	600
354,69	---	---	780	---	---	700
380,03	---	---	805	---	---	750
405,37	---	---	835	---	---	800
	---	---	865	---	---	900
506,71	---	---	895	---	---	1000
760,07	---	---	1205	---	---	1500
1013,42	---	---	1420	---	---	2000
FACTORES DE CORRECCIÓN						
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambiente distintas de 40 °C, multiplicar las anteriores capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes					Temperatura ambiente en °C
41-50	0,95	0,97	---	0,98	0,95	41-50
51-60	0,90	0,94	---	0,95	0,90	51-60
61-70	0,85	0,90	---	0,93	0,85	61-70
71-80	0,80	0,87	---	0,90	0,80	71-80
81-90	0,74	0,83	---	0,87	0,74	81-90
91-100	0,67	0,79	---	0,85	0,67	91-100
101-120	0,52	0,71	---	0,79	0,52	101-120
121-140	0,30	0,61	---	0,72	0,30	121-140
141-160	---	0,50	---	0,65	---	141-160
161-180	---	0,35	---	0,58	---	161-180
181-200	---	---	---	0,49	---	181-200
201-225	---	---	---	0,35	---	201-225

Observaciones a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2,000 V

1. Explicación de las tablas. Para la explicación de las letras de tipo, el tamaño nominal de los conductores y el aislamiento, véase 310-13. Para los requisitos de instalación, véanse 310-1 a 310-10 y diversos Artículos de esta NOM. Para los cordones flexibles, véanse las Tablas 400-4 400-5(a) y 400-5(b)

3. Circuitos de alimentación y acometidas a unidades de vivienda a 120/240 V, tres hilos. Para unidades de vivienda, se permite utilizar los conductores de la siguiente lista como conductores de entrada de acometida monofásica a 120/240 V, tres hilos, conductores de acometida lateral y conductores del alimentador que sirve como principal fuente de alimentación de la unidad de vivienda y vayan instalados en canalización o cables con o sin conductor de puesta a tierra de los equipos. Para la aplicación de esta

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

NOM, no se exige que los alimentadores a una unidad de vivienda sean de mayor tamaño nominal a los de la entrada de acometida. Se permite que el conductor puesto a tierra sea de menor tamaño nominal que los conductores de fase, siempre que se cumplan los requisitos indicados en 215-2, 220-22 y 230-42.

Tipos y tamaños de los conductores RH, RHH, RHW, THHW, THW, THWN, THHN, XHHW, USE

De cobre mm ² (AWG o kcmil)	De aluminio mm ² (AWG o kcmil)	Capacidad de conducción de corriente de la acometida o del alimentador (A)
21,15 (4)	33,63 (2)	100
26,67 (3)	42,41 (1)	110
33,63 (2)	53,48 (1/0)	125
42,41 (1)	67,43 (2/0)	150
53,48 (1/0)	85,01 (3/0)	175
67,43 (2/0)	107,2 (4/0)	200
85,01 (3/0)	126,7 (250)	225
107,2 (4/0)	152 (300)	250
126,7 (250)	177,3 (350)	300
177,3 (350)	253,4 (500)	350
202,7 (400)	304 (600)	400

5. Conductores desnudos o cubiertos. Cuando se usen juntos conductores desnudos o cubiertos y conductores aislados, su capacidad de conducción de corriente se debe limitar al permitido para conductores aislados adyacentes.

6. Cables con recubrimiento metálico y aislamiento mineral. Los límites de temperatura en los que se basa la capacidad de conducción de corriente de los cables con recubrimiento metálico y aislamiento mineral, se calcula por los materiales aislantes utilizados en el sello final. Los herrajes de terminación que lleven material aislante orgánico sin impregnar, tienen un límite de temperatura de operación de 90°C.

8. Factores de ajuste.

a) **Más de tres conductores activos en un cable o canalización.** Cuando el número de conductores activos en un cable o canalización sea mayor a tres, la capacidad de conducción de corriente se debe reducir como se indica en la siguiente Tabla

Número de conductores activos	Por ciento de valor de las tablas ajustado para la temperatura ambiente si fue necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

Quando los conductores y los cables multiconductores vayan juntos una distancia de más de 0,60 m sin mantener la separación y no vayan instalados en canalizaciones, las capacidades de conducción de corriente de cada conductor se deben reducir como se indica en la tabla anterior.

Excepción 1: Cuando haya instalados en la misma canalización o cable conductores de diferentes sistemas, como se explica en 300-3, los factores de corrección anteriores se deben aplicar sólo a los conductores de fuerza e iluminación (Artículos 210, 215, 220 y 230).

Excepción 2: A los conductores instalados en soportes tipo charola para cables se les debe aplicar lo establecido en 318-11.

Excepción 3: Estos factores de corrección no se deben aplicar en uniones de canalizaciones cuya longitud no supere 0,60 m

Excepción 4: Estos factores de corrección no se deben aplicar a conductores subterráneos que entren o salgan de una zanja exterior, si esos conductores están protegidos físicamente por tubo (conduit) metálico tipo pesado, semipesado o no-metálico tipo pesado de una longitud no-mayor a 3,0 m y el número de conductores no pase de cuatro.

Excepción 5: Para otras condiciones de carga, se permite calcular la capacidad de conducción de corriente y los factores de ajuste según lo establecido en 310-15(b).

NOTA: Para los factores de ajuste de más de tres conductores activos en una canalización o cable con diversas cargas, véase el Apéndice A, Tabla A-310-11.

b) **Más de un ducto o canalización.** Se debe conservar la separación entre ductos o canalizaciones.

9. **Protección sobrecorriente.** Cuando las capacidades nominales o el ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente no correspondan con las capacidades nominales y de valores de ajuste permitidos para esos conductores, se permite tomar los valores inmediatamente superiores.

10. **Conductor neutro**

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

a) Un conductor neutro que transporte sólo la corriente desbalanceada de otros conductores del mismo circuito, no se considera para lo establecido en la Nota 8.

b) En un circuito de tres hilos consistente en dos fases y el neutro o un sistema de cuatro hilos, tres fases en estrella, un conductor común transporta aproximadamente la misma corriente que la de línea a neutro de los otros conductores, por lo que se debe considerar al aplicar lo establecido en la Nota 8.

c) En un circuito de cuatro hilos tres fases en estrella cuyas principales cargas sean no-lineales, por el conductor neutro pasarán armónicas de la corriente por lo que se le debe considerar como conductor activo

11. Conductor de puesta a tierra o de empalme. Al aplicar lo establecido en la Nota 8, no se debe tener en cuenta el conductor de puesta o el empalme a ésta.

Tabla 310-61. Aplicaciones y aislamiento de los conductores

Nombre comercial	Letra de tipo	Temperatura máxima de funcionamiento	Aplicaciones previstas	Aislamiento	Cobertura exterior
Tensión eléctrica media dieléctrico sólido	MV-90 MV-105*	90 °C 105 °C	Lugares secos o húmedos, para 2001 V en adelante	Termoestable o Termofijo	Forro, otro recubrimiento o blindaje

Cuando las condiciones de diseño exijan que los conductores funcionen a temperaturas de más de 90 °C

Tabla 310-62. Espesor del aislamiento de conductores no-blindados, tipos RHH y RHW, para 601-2000 V (mm)

Tamaño nominal del conductor mm ² (AWG o kcmil)	A	B
2,082 – 5,26 (14-10)	2,0	1,5
8,367 (8)	2,3	1,8
13,3 – 33,62 (6-2)	2,4	1,8
42,41 – 67,43 (1-2/0)	2,8	2,3
85,01 – 107,2 (3/0 - 4/0)	2,8	2,3
126,7 – 253,4 (250-500)	3,2	2,7
304 – 506,7 (600-1000)	3,6	3,0

Nota 1: Los aislantes de la columna A están limitados a gomas naturales secbutílicas (SBR) y butílicas (BR)

Nota 2: Los aislantes de la columna B son materias tales como polietileno entrelazado, goma de etileno-propileno y derivados de los mismos

Tabla 310-63. Espesor del aislante y del forro de conductores eléctricos aislados macizos no blindados para 2001 a 8000 V (mm)

Tamaño nominal del conductor		2001-5000 V						5001 – 8000 V, nivel de aislamiento 100% para lugares húmedos o secos		
		Conductor unipolar para lugares secos			Para lugares secos o húmedos			Conductor unipolar	Conductor multipolar*	
		Sin forro	Con forro		Conductor unipolar	Conductor or multipolar*				
mm ²	AWG (kcmil)	Aislante	Aislante	Forro	Aislante	Forro	Aislante	Aislante	Forro	Aislante
8,36	8	2,8	2,3	0,830	3,2	2,0	2,3	4,6	2,0	4,6
13,3	6	2,8	2,3	0,8	3,2	2,0	2,3	4,6	2,0	4,6
21,15-	4-2	2,8	2,3	1,1	3,2	2,0	2,3	4,6	2,4	4,6
33,62	1-2/0	2,8	2,3	1,1	3,2	2,0	2,3	4,6	2,4	4,6
42,41-	3/0-4/0	2,8	2,3	1,7	3,2	2,4	2,3	4,6	2,8	4,6
67,43	250-500	3,0	2,3	1,7	3,6	2,8	2,3	5,3	2,8	5,3
85,01-	501-750	3,3	2,3	1,7	3,9	3,2	2,3	6,0	3,2	6,0
107,2	751-	3,3	2,3	1,7	3,9	3,2	2,3	6,4	3,6	6,4
126,7-	1000									
253,4										
253,4-380										
380-506,7										

Bajo una única cubierta general, como forro, revestimiento o blindaje

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-64. Espesor del aislamiento de conductores sólidos blindados con aislante dieléctrico para 2001 a 35000 V (mm)

Tamaño nominal del conductor mm ² (AWG o kcmil)	2001-5000 V	5001-8000		8001-15000		15000-25000		25001-28000		28001-35000	
	NIVELES DE AISLAMIENTO										
		100%	133%	100%	133%	100%	133%	100%	133%	100%	133%
8,367 (8)	2,3	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
13,3 – 21,15 (6-4)	2,3	2,9	3,6	----	----	----	----	----	----	----	----
33,62 (2)	2,3	2,9	3,6	4,5	5,5	----	----	----	----	----	----
42,41 (1)	2,3	2,9	3,6	4,5	5,5	6,6	3,8	7,1	8,8	----	----
53,48 – 506,7 (1/0-1000)	2,3	2,9	3,6	4,5	5,5	6,6	3,8	7,1	8,8	8,8	10,7

Definiciones:

Nivel de aislamiento del 100%. Se permite utilizar cables de esta categoría cuando la instalación tenga protección por medio de relés, de modo que las fallas a tierra se eliminen lo más rápidamente posible y en cualquier caso antes de un minuto. Aunque estos cables se pueden utilizar en la gran mayoría de las instalaciones con puesta a tierra, también está permitido utilizarlos en otras instalaciones en las que sea aceptable su uso, siempre que se cumplan los anteriores requisitos, desactivando completamente la parte en la que se produzca la falla.

Nivel de aislamiento del 133%. Este nivel de aislamiento corresponde al que se establecía anteriormente para instalaciones sin puesta a tierra. Se permite utilizar cables de esta categoría cuando no se puedan alcanzar los requisitos de 100% de aislamiento, pero sea necesario mantener un nivel de seguridad adecuado para que la parte en que se haya producido la falla quede desenergizada (sin corriente en menos de una hora. Se permite también utilizarlos cuando se quiera conseguir un nivel de aislamiento mayor al 100%.

Tabla 310-67. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores individualmente aislados de cobre, al aire, en configuración triplex para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura de aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor en:		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG-kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8,367	8	65	74	----	----
13,3	6	90	99	100	110
21,15	4	120	130	130	140
33,62	2	160	175	170	195
42,41	1	185	205	195	225
53,48	1/0	215	240	225	255
67,43	2/0	250	275	260	295
85,01	3/0	290	320	300	340
107,2	4/0	335	375	345	390
126,67	250	375	415	380	430
177,34	350	465	515	470	525
253,35	500	580	645	580	650
380,03	750	750	835	730	820
506,71	1000	880	980	850	950

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310 - 68. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores individualmente aislados de aluminio, al aire en configuración triplex para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG-kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13,3	6	70	77	75	84
21,15	4	90	100	100	110
33,62	2	125	135	130	150
42,41	1	145	160	150	175
53,48	1/0	170	185	175	200
67,43	2/0	195	215	200	230
85,01	3/0	225	250	230	265
107,2	4/0	265	290	270	305
126,67	250	295	325	300	335
177,34	350	365	405	370	415
253,35	500	460	510	460	515
380,03	750	600	665	590	660
506,71	1000	715	800	700	780

Tabla 310-69. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores individualmente aislados de cobre, al aire en configuración triplex para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-15000 V		Intensidad para 15001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8,367	8	83	93	----	----	----	----
13,3	6	110	120	110	125	----	----
21,15	4	145	160	150	165	----	----
33,62	2	190	215	195	215	----	----
42,41	1	225	250	225	250	225	250
53,48	1/0	260	290	260	290	260	290
67,43	2/0	300	330	300	335	300	330
85,01	3/0	345	385	345	385	345	380
107,2	4/0	400	445	400	445	395	445
126,6	250	445	495	445	495	440	490
7	350	550	615	550	610	545	605
177,3	500	695	775	685	765	680	755
4	750	900	1000	885	990	870	970
253,3	1000	1075	1200	1060	1185	1040	1160
5	1250	1230	1370	1210	1350	1185	1320
380,0	1500	1365	1525	1345	1500	1315	1465
3	1750	1495	1665	1470	1640	1430	1595
506,7	2000	1605	1790	1575	1755	1535	1710
1							
633,3							
9							
760,0							
7							
886,7							
4							
1013,							
4							

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310- 70. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores individualmente aislados de aluminio, al aire, para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-15000 V		Capacidad de conducción de corriente para 15001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13,3	6	85	95	87	97	----	----
21,15	4	115	125	115	130	----	----
33,62	2	150	165	150	170	----	----
42,41	1	175	195	175	195	175	195
53,48	1/0	200	225	200	225	200	225
67,43	2/0	230	260	235	260	230	260
85,01	3/0	270	300	270	300	270	300
107,2	4/0	310	350	310	350	310	345
126,67	250	345	385	345	385	345	380
177,34	350	430	480	430	480	430	475
253,35	500	545	605	535	600	530	590
380,03	750	710	790	700	780	685	765
506,71	1000	855	950	840	940	825	920
633,39	1250	980	1095	970	1080	950	1055
760,07	1500	1105	1230	1085	1215	1060	1180
886,74	1750	1215	1355	1195	1335	1165	1300
1013,4	2000	1320	1475	1295	1445	1265	1410

Tabla 310 - 71. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado formado por tres conductores aislados de cobre, al aire, para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8,367	8	59	66	----	----
13,3	6	79	88	93	105
21,15	4	105	115	120	135
33,62	2	140	154	165	185
42,41	1	160	180	185	210
53,48	1/0	185	205	215	240
67,43	2/0	215	240	245	275
85,01	3/0	250	280	285	315
107,2	4/0	285	320	325	360
126,67	250	320	355	360	400
177,34	350	395	440	435	490
253,35	500	485	545	535	600
380,03	750	615	685	670	745
506,71	1000	705	790	770	860

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310 - 72. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado formado de tres conductores aislados de aluminio, al aire para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13,3	6	61	68	72	80
21,15	4	81	90	95	105
33,62	2	110	120	125	145
42,41	1	125	140	145	165
53,48	1/0	145	160	170	185
67,43	2/0	170	185	190	215
85,01	3/0	195	215	220	245
107,2	4/0	225	250	255	285
126,67	250	250	280	280	315
177,34	350	310	345	345	385
253,35	500	385	430	425	475
380,03	750	495	550	540	600
506,71	1000	585	650	635	705

Tabla 310 - 73. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de cables triplex de cobre o de tres conductores aislados en tubo (*conduit*), al aire para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8,367	8	55	61	---	---
13,3	6	75	84	83	93
21,15	4	97	110	110	120
33,62	2	130	145	150	165
42,41	1	155	175	170	190
53,48	1/0	180	200	195	215
67,43	2/0	205	225	225	255
85,01	3/0	240	270	260	290
107,2	4/0	280	305	295	330
126,67	250	315	355	330	365
177,34	350	385	430	395	440
253,35	500	475	530	480	535
380,03	750	600	665	585	655
506,71	1000	690	770	675	755

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

310 - 74. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de cables triplex de aluminio o de tres conductores aislados en tubo (*conduit*), al aire para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13,3	6	58	65	65	72
21,15	4	76	85	84	94
33,62	2	100	115	115	130
42,41	1	120	135	130	150
53,48	1/0	140	155	150	170
67,43	2/0	160	175	175	200
85,01	3/0	190	210	200	225
107,2	4/0	215	240	230	260
126,67	250	250	280	255	290
177,34	350	305	340	310	350
253,35	500	380	425	385	430
380,03	750	490	545	485	540
506,71	1000	580	645	565	640

Tabla 310 - 75. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores aislados de cobre en tubo (*conduit*), para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8,367	8	52	58	----	----
13,3	6	69	77	83	92
21,15	4	91	100	105	120
33,62	2	125	135	145	165
42,41	1	140	155	165	185
53,48	1/0	165	185	195	215
67,43	2/0	190	210	220	245
85,01	3/0	220	245	250	280
107,2	4/0	255	285	290	320
126,67	250	280	315	315	350
177,34	350	350	390	385	430
253,35	500	425	475	470	525
380,03	750	525	585	570	635
506,71	1000	590	660	650	725

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310 - 76. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores aislados de aluminio en tubo (conduit), para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13,3	6	53	59	64	71
21,15	4	71	79	84	94
33,62	2	96	105	115	125
42,41	1	110	125	130	145
53,48	1/0	130	145	150	170
67,43	2/0	150	165	170	190
85,01	3/0	170	190	195	220
107,2	4/0	200	225	225	255
126,67	250	220	245	250	280
177,34	350	275	305	305	340
253,35	500	340	380	380	425
380,03	750	430	480	470	520
506,71	1000	505	560	550	615

Tabla 310 - 77. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores individualmente aislados de cobre en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por cada conducto) para una temperatura ambiente de la tierra de 20 °C, arreglo de conductores en ductos como indica la figura 310-1, y un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito (Véase Figura 310-1 Detalle 1)					
8,367	8	64	69	---	---
13,3	6	85	92	90	97
21,15	4	110	120	115	125
33,62	2	145	155	155	165
42,41	1	170	180	175	185
53,48	1/0	195	210	200	215
67,43	2/0	220	235	230	245
85,01	3/0	250	270	260	275
107,2	4/0	290	310	295	315
126,67	250	320	345	325	345
177,34	350	385	415	390	415
253,35	500	470	505	465	500
380,03	750	585	630	565	610
506,71	1000	670	720	640	690
Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
mm ²	AWG kcmil	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
Tres circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 2)					

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

8,367	8	56	60	---	---
13,3	6	73	79	77	83
21,15	4	95	100	99	105
33,62	2	125	130	130	135
42,41	1	140	150	145	155
53,48	1/0	160	175	165	175
67,43	2/0	185	195	185	200
85,01	3/0	210	225	210	225
107,2	4/0	235	255	240	255
126,67	250	260	280	260	280
177,34	350	315	335	310	330
253,35	500	375	405	370	395
380,03	750	460	495	440	475
506,71	1000	525	665	495	535
Seis circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 3)					
		48	52	---	---
8,367	8	62	67	64	68
13,3	6	80	86	82	88
21,15	4	105	110	105	115
33,62	2	115	125	120	125
42,41	1	135	145	135	145
53,48	1/0	150	160	150	165
67,43	2/0	170	185	170	185
85,01	3/0	195	210	190	205
107,2	4/0	210	225	210	225
126,67	250	250	270	245	265
177,34	350	300	325	290	310
253,35	500	365	395	350	375
380,03	750	410	445	390	415
506,71	1000				

Tabla 310 - 78. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores individualmente aislados de aluminio en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por cada conducto) para una temperatura ambiente de la tierra de 20 °C, arreglo de conductores en ductos como indica la figura 310-1, y un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito (Véase figura 310-1 Detalle 1)					
13,3	6	66	71	70	75
21,15	4	86	93	91	98
33,62	2	115	125	120	130
42,41	1	130	140	135	145
53,48	1/0	150	160	155	165
67,43	2/0	170	185	175	190
85,01	3/0	195	210	200	215
107,2	4/0	225	245	230	245
126,67	250	250	270	250	270
177,34	350	305	325	305	330
253,35	500	370	400	370	400
380,03	750	470	505	455	490
506,71	1000	545	590	525	565
Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Tres circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 2)					
		57	61	60	65
13,3	6	74	80	77	83
21,15	4	96	105	100	105
33,62	2	110	120	110	120
42,41	1	125	135	125	140
53,48	1/0	145	155	145	155
67,43	2/0	160	175	165	175
85,01	3/0	185	200	185	200
107,2	4/0	205	220	200	220
126,67	250	245	265	245	260
177,34	350	295	320	290	315
253,35	500	370	395	355	385
380,03	750	425	460	405	440
506,71	1000				
Seis circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 3)					
		48	52	50	54
13,3	6	62	67	64	69
21,15	4	80	86	80	88
33,62	2	91	98	90	99
42,41	1	105	110	105	110
53,48	1/0	115	125	115	125
67,43	2/0	135	145	130	145
85,01	3/0	150	165	150	160
107,2	4/0	165	180	165	175
126,67	250	195	210	195	210
177,34	350	240	255	230	250
253,35	500	290	315	280	305
380,03	750	335	360	320	345
506,71	1000				

Tabla 310 - 79. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores de cobre aislados en una cubierta general (cable de tres conductores) en ductos eléctricos subterráneos (un cable por cada conducto), para una temperatura ambiente de la tierra de 20 °C arreglo de cables en ductos como indica la figura 310-1, un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito (Véase figura 310-1 Detalle 1)					
8,367	8	59	64	---	---
13,3	6	78	84	88	95
21,15	4	100	110	115	125
33,62	2	135	145	150	160
42,41	1	155	165	170	185
53,48	1/0	175	190	195	210
67,43	2/0	200	220	220	235
85,01	3/0	230	250	250	270
107,2	4/0	265	285	285	305
126,67	250	290	315	310	335
177,34	350	355	380	375	400
253,35	500	430	460	450	485
380,03	750	530	570	545	585
506,71	1000	600	645	615	660

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Tres circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 2)					
8,367	8	53	57	---	---
13,3	6	69	74	75	81
21,15	4	89	96	97	105
33,62	2	115	125	125	135
42,41	1	135	145	140	155
53,48	1/0	150	165	160	175
67,43	2/0	170	185	185	195
85,01	3/0	195	210	205	220
107,2	4/0	225	240	230	250
126,67	250	245	265	255	270
177,34	350	295	315	305	325
253,35	500	355	380	360	385
380,03	750	430	465	430	465
506,71	1000	485	520	485	515
Seis circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 3)					
8,367	8	46	50	---	---
13,3	6	60	65	63	68
21,15	4	77	83	81	87
33,62	2	98	105	105	110
42,41	1	110	120	115	125
53,48	1/0	125	135	130	145
67,43	2/0	145	155	150	160
85,01	3/0	165	175	170	180
107,2	4/0	185	200	190	200
126,67	250	200	220	205	220
177,34	350	240	270	245	275
253,35	500	290	310	290	305
380,03	750	350	375	340	365
506,71	1000	390	420	380	405

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

310 - 80. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores de aluminio aislados en una cubierta general (cable de tres conductores) en ductos eléctricos subterráneos (un cable por cada conducto), para una temperatura ambiente de la tierra de 20 °C arreglo de cables en ductos como indica la figura 310-1, un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito (Véase figura 310-1 Detalle 1)		61	66	69	74
		80	86	89	96
		105	110	115	125
		120	130	135	145
		140	150	150	165
		160	170	170	185
		180	195	195	210
		205	220	220	240
		230	245	245	265
		280	310	295	315
		340	365	355	385
		425	460	440	475
		495	535	510	545

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-80. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores de aluminio aislados en una cubierta general (cable de tres conductores) en ductos eléctricos subterráneos (un cable por cada conducto), para una temperatura ambiente de la tierra de 20 °C arreglo de cables en ductos como indica la figura 310-1, un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C.

(continuación)

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Tres circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 2)		54	58	59	64
		70	75	75	81
		90	97	100	105
		105	110	110	120
		120	125	125	135
		135	145	140	155
		155	165	160	175
		175	185	180	195
		190	205	200	215
		230	250	240	255
		280	300	285	305
		345	375	350	375
		400	430	400	430
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Tabla 310-81. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores individualmente aislados de cobre directamente enterrados en la tierra, para una temperatura de la tierra de 20 °C, un arreglo como indica la figura 310-1, un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura del conductor de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito, tres conductores (Véase figura 310-1 Detalle 9)		110	115	---	---
		140	150	130	140
		180	195	170	180
		230	250	210	225
		260	280	240	260
		295	320	275	295
		335	365	310	335
		385	415	355	380
		435	465	405	435
		470	510	440	475
		570	615	535	575
		690	745	650	700
		845	910	805	865
		980	1055	930	1005
8,367	8				
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				
Dos circuitos, 6 conductores (Véase figura 310-1 Detalle 10)		100	110	---	---
		130	140	120	130
		165	180	160	170
		215	230	195	210
		240	260	225	240
		275	295	255	275
		310	335	290	315
		355	380	330	355
		400	430	375	405
		435	470	410	440
		520	560	495	530
		630	680	600	645
		775	835	740	795
		890	960	855	920

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

8,367	8				
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				

Tabla 310-82. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores individualmente aislados de aluminio directamente enterrados en la tierra, para una temperatura de la tierra de 20 °C, un arreglo como indica la figura 310-1, un factor de carga del 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura del conductor de 90 °C y 105 °C. ' .

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito, tres conductores (Véase figura 310-1 Detalle 9)		110	115	100	110
		140	150	130	140
		180	195	165	175
		205	220	185	200
		230	250	215	230
		265	285	245	260
		300	320	275	295
		340	365	315	340
		370	395	345	370
		445	480	415	450
		540	580	510	545
		665	720	635	680
		780	840	740	795
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Dos circuitos, 6 conductores (Véase figura 310-1 Detalle 10)		100	110	95	100	
		130	140	125	130	
		165	180	155	165	
		190	200	175	190	
		215	230	200	215	
		245	260	225	245	
		275	295	255	275	
		310	335	290	315	
		340	365	320	345	
		410	440	385	415	
		495	530	470	505	
		610	655	580	625	
		710	765	680	730	
		13,3	6			
		21,15	4			
33,62	2					
42,41	1					
53,48	1/0					
67,43	2/0					
85,01	3/0					
107,2	4/0					
126,67	250					
177,34	350					
253,35	500					
380,03	750					
506,71	1000					

Tabla 310-83. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores aislados de cobre en un cable con una cubierta general (cable de tres conductores) directamente enterrados, para una temperatura de la tierra de 20 °C, un arreglo como indica la figura 310-1, un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura del conductor de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Un circuito (Véase figura 310-1 Detalle 5)		85	89	---	---
		105	115	115	120
		135	150	145	155
		180	190	185	200
		200	215	210	225
		230	245	240	255
		260	280	270	290
		295	320	305	330
		335	360	350	375
		365	395	380	410
		440	475	460	495
		530	570	550	590
		650	700	665	720
		730	785	750	810

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

8,367	8				
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				
Tamaño nominal del conductor					
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
Dos circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 10)		80	84	----	----
		100	105	105	115
		130	140	135	145
		165	180	170	185
		185	200	195	210
		215	230	220	235
		240	260	250	270
		275	295	280	305
		310	335	320	345
		340	365	350	375
		410	440	420	450
		490	525	500	535
		595	640	605	650
		665	715	675	730
8,367	8				
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				

Tabla 310-84. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores aislados de aluminio en un cable con una cubierta general (cable de tres conductores) directamente enterrados en la tierra, para una temperatura de la tierra de 20 °C, un arreglo como indica la figura 310-1, un factor de carga del 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura del conductor de 90 °C y 105 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Un circuito (Véase figura 310-1 Detalle 5)		80	88	90	95
		105	115	115	125
		140	150	145	155
		155	170	165	175
		180	190	185	200
		205	220	210	225
		230	250	240	260
		260	280	270	295
		285	310	300	320
		345	375	360	390
		420	450	435	470
		520	560	540	580
		600	650	620	665
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				
Dos circuitos (Véase figura 310-1 Detalle 6)		75	83	80	95
		100	110	105	115
		130	140	135	145
		145	155	150	165
		165	180	170	185
		190	205	195	210
		215	230	220	240
		245	260	250	270
		265	285	275	295
		320	345	330	355
		385	415	395	425
		480	515	485	525
		550	590	560	600
13,3	6				
21,15	4				
33,62	2				
42,41	1				
53,48	1/0				
67,43	2/0				
85,01	3/0				
107,2	4/0				
126,67	250				
177,34	350				
253,35	500				
380,03	750				
506,71	1000				

Tabla 310-85. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores de cobre en configuración triplex directamente enterrados, para una temperatura de la tierra de 20 °C, un arreglo como indica la figura 310-1, un factor de carga de 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura del conductor de 90 °C y 105 °C.

61 cm

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Detalle 7

445
enterrados
(un circuito)

Detalle 8

Cable triplex enterrado Dos cables triplex
(dos circuitos)

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001- 5000 V	Capacidad de conducción de corriente para 5001- 35000 V
mm ²	AWG kcmil		
Un circuito, tres conductores (Véase figura 310-1 Detalle 7)		90 120 150 195 225 255 290 330 375 410 490 590 725 825	115 150 190 215 245 275 315 360 390 470 565 385 770
8,367 13,3 21,15 33,62 42,41 53,48 67,43 85,01 107,2 126,67 177,34 253,35 380,03 506,71	8 6 4 2 1 1/0 2/0 3/0 4/0 250 350 500 750 1000		
Dos circuitos, seis conductores (Véase figura 310-1 Detalle 8)		85 110 140 180 205 235 265 300 340 370 445 535 650 740	--- 105 140 175 200 225 255 290 325 355 426 510 615 690

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

8,367	8	
13,3	6	
21,15	4	
33,62	2	
42,41	1	
53,48	1/0	
67,43	2/0	
85,01	3/0	
107,2	4/0	
126,67	250	
177,34	350	
253,35	500	
380,03	750	
506,71	1000	

Tabla 310-86. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores de aluminio en configuración triplex directamente enterrados en la tierra, para una temperatura de la tierra de 20 °C, un arreglo como indica la figura 310-1, un factor de carga del 100%, una resistencia térmica (RHO) de 90 y temperatura del conductor de 90 °C y 105 °C.

61 cm

Detalle 7

446 Cable triplex enterrado
(un circuito)

Detalle 8

Dos cables triplex enterrados
(dos circuitos)

Tamaño nominal del conductor en:		Capacidad de conducción de corriente para 2001- 5000 V	Capacidad de conducción de corriente para 5001- 35000 V
mm ²	AWG kcmil		
Un circuito, tres conductores (Véase figura 310-1 Detalle 7)		90	90
		120	115
		155	145
		175	165
		200	190
		225	215
		255	245
		290	280
		320	305
		385	370
		465	445
		580	550
		670	635
13,3	6		
21,15	4		
33,62	2		
42,41	1		
53,48	1/0		
67,43	2/0		
85,01	3/0		
107,2	4/0		
126,67	250		
177,34	350		
253,35	500		
380,03	750		
506,71	1000		

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Dos circuitos, seis conductores (Véase figura 310-1 Detalle 8)		85	85
		110	105
		140	135
		160	155
		180	175
		205	200
		235	225
		265	255
		290	280
		350	335
		420	405
		520	485
		600	565
13,3	6		
21,15	4		
33,62	2		
42,41	1		
53,48	1/0		
67,43	2/0		
85,01	3/0		
107,2	4/0		
126,67	250		
177,34	350		
253,35	500		
380,03	750		
506,71	1000		

Observaciones a las Tablas 310-69 a 310-86

1. Temperaturas ambientes distintas a las de las tablas. Las capacidades de conducción de corriente a temperatura ambiente distinta a la de las tablas, se deben calcular mediante la siguiente fórmula.

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{TC - TA_2 - \Delta TD}{TC - TA_1 - \Delta TD}}$$

donde:

I_1 = Capacidad de conducción de corriente que dan las tablas para una temperatura ambiente TA_1

I_2 = Capacidad de conducción de corriente para una temperatura ambiente TA_2

TC = Temperatura del conductor en °C

TA_1 = Temperatura ambiente de las tablas en °C

TA_2 = Temperatura ambiente deseada en °C

ΔTD = Aumento de temperatura por pérdidas del dieléctrico

2. Blindajes puestos a tierra. Las capacidades de conducción de corriente mostradas en las Tablas 310-69, 310-70, 310-81 y 310-82 son para cables con blindajes puestos a tierra sólo en un punto. Si están puestos a tierra en más de un punto, se debe ajustar la capacidad de conducción de corriente teniendo en cuenta el calentamiento debido a las corrientes del blindaje.

3. Profundidad de enterramiento de los circuitos subterráneos. Cuando la profundidad de los bancos de ductos directamente enterrados sea distinta a la de los valores de la tabla o figura, se pueden modificar las capacidades de conducción de corriente de acuerdo con los siguientes apartados (a) y (b):

a) Si aumenta la profundidad de una parte o partes de un ducto eléctrico, no es necesario reducir la capacidad de conducción de corriente de los conductores, siempre que la longitud total de las partes cuya profundidad es mayor para evitar obstáculos, sea menor de 25% de la longitud total del recorrido.

b) Si la profundidad es mayor que la de una tabla o figura se debe aplicar un factor de corrección de 6% por cada 0,30 m de aumento de profundidad, para cualquier valor de RHO. No es necesario aplicar el factor de corrección cuando la profundidad sea menor.

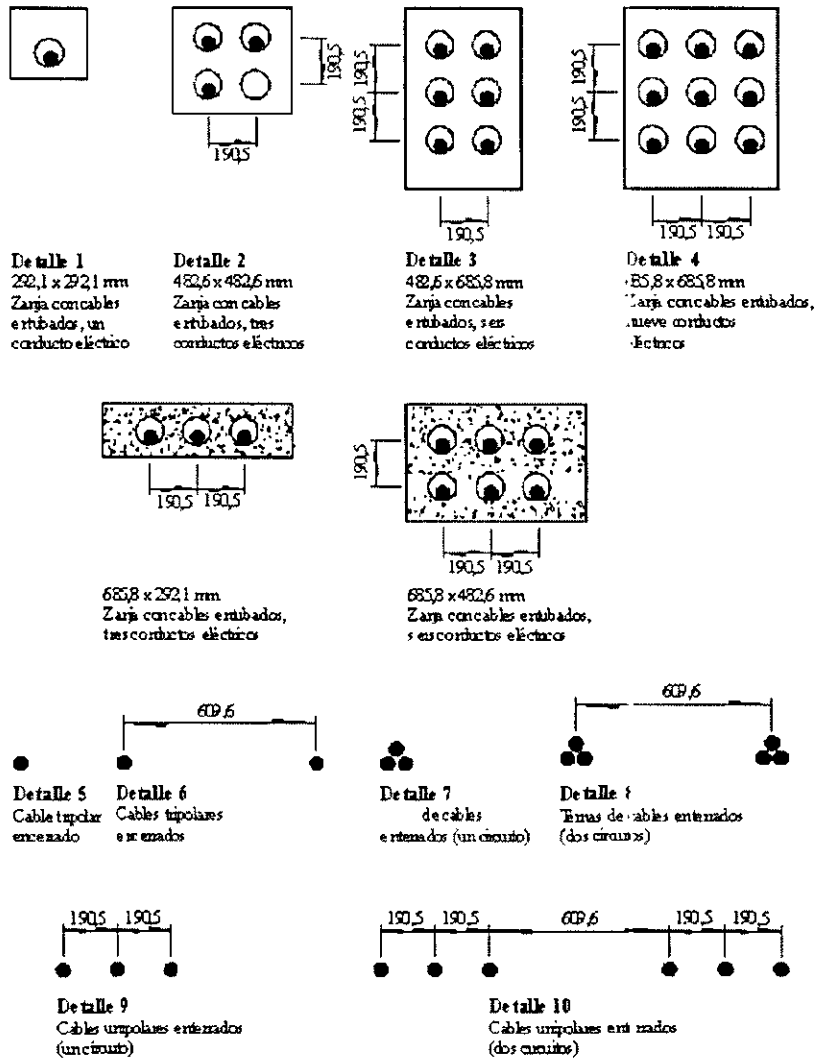
4. Resistividad térmica Para efectos de esta NOM, resistividad térmica es la capacidad de transmisión de calor por conducción a través de una sustancia. Es la inversa de la conductividad térmica y se expresa en "RHO", en unidades °C cm/W.

5. Ductos eléctricos utilizados en la figura 310-1. Se permite que la separación entre los ductos (canalizaciones) eléctricos, tal como los define la figura 310-1, sea menor a la indicada cuando esos ductos o

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

canalizaciones entren en cubiertas de equipos desde una canalización subterránea, sin necesidad de reducir la capacidad de conducción de corriente de los conductores instalados en dichos ductos o canalizaciones



Observaciones a la figura:

La profundidad mínima de enterrado de los cables o conductos situados por encima deben cumplir con lo establecido en 7.10.4(b). La profundidad máxima de los conductos eléctricos situados por encima debe ser 762 mm y la profundidad máxima del cable directamente enterrado situado por encima debe ser de 914,4 mm.

SIMBOLOGÍA

- Relleno (tierra o concreto)
- Conductor eléctrico
- Cable o cables

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Figura 310-1. Dimensiones para la instalación de cables en ductos aplicables a las Tablas 310-77 a 310-86

ARTÍCULO 318 - SOPORTES TIPO CHAROLA PARA CABLES

318-1. Alcance. Este Artículo cubre los sistemas de soporte para cables tipo charola, incluyendo escalera, fondo ventilado, malla, fondo expandido, canales ventilados, fondo sólido y otras estructuras similares. Para más información consultar las normas de producto

318-2. Definición. Sistema de soportes tipo charola para cables. Es una unidad o conjunto de unidades o secciones y accesorios, que forman un sistema estructural rígido utilizado para soportar cables y canalizaciones

318-3. Usos permitidos. Los soportes tipo charola para cables no se limitarán a los establecimientos industriales

a) **Métodos de alambrado.** Se permite la instalación en soporte tipo charola para cables, en las condiciones establecidas en sus respectivos Artículos, para lo siguiente

- 1) Cables con recubrimiento metálico y aislamiento mineral (Artículo 330)
- 2) Tubo (*conduit*) no-metálico (Artículo 331)
- 3) Cables blindados (Artículo 333)
- 4) Cables con cubierta metálica (Artículo 334)
- 5) Cables con cubierta no-metálica (Artículo 336)
- 6) Cables multiconductores para entrada de acometida (Artículo 338)
- 7) Cables multiconductores para alimentadores subterráneos y circuitos derivados (Artículo 339)
- 8) Cables de energía y control para uso en soporte tipo charola (Artículo 340)
- 9) Cables de instrumentos para uso en soporte tipo charola
- 10) Cables de baja energía para uso en soporte tipo charola (Secciones 725-50, 725-51 y 725-53)
- 11) Otros cables multiconductores de energía, señales y control montados en fábrica, específicamente aprobados para su instalación en soportes tipo charola para cables
- 12) Cables monoconductores tipos THW-LS, THHW-LS, XHHW-LS para interiores o exteriores donde se requiera mayor protección contra la propagación de incendio y de baja emisión de humos (Artículo 310) Cuando no se requieran las características anteriores pueden usarse conductores con aislamiento tipo THHN y THWN (Artículo 310)
- 13) Tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado (Artículo 345)
- 14) Tubo (*conduit*) metálico tipo pesado (Artículo 346)
- 15) Tubo (*conduit*) no-metálico tipo pesado (Artículo 347)
- 16) Tubo (*conduit*) metálico tipo ligero (Artículo 348)
- 17) Tubo (*conduit*) metálico flexible tipo ligero (Artículo 349)
- 18) Tubo (*conduit*) metálico flexible uso general (Artículo 350)
- 19) Cables de fibra óptica (Artículo 770)
- 20) Tubo (*conduit*) flexible hermético a los líquidos metálico y no-metálico (Artículo 351)

Cuando los conductores o cables del listado anterior quedan expuestos a los rayos directos del Sol, deben ser aprobados como resistentes a los rayos solares

b) **En instalaciones industriales.** Los métodos de alambrado indicados en 318-3(a) se pueden utilizar en cualquier establecimiento industrial en las condiciones establecidas en sus respectivos Artículos. En instalaciones industriales, cuando las condiciones de supervisión y mantenimiento aseguren que el sistema de soporte tipo charola para cables es atendido sólo por personas calificadas, se permite instalar cualquiera de los siguientes cables en soporte tipo charola para cables, en los tipos escalera, malla o de fondo ventilado.

1) **Cables monoconductores.** Los cables monoconductores deben ser de 21,15 mm² (4 AWG) o mayor y de un tipo aprobado para su uso en soportes tipo charola para cables. Cuando se instalen cables monoconductores de tamaño nominal de 53,48 mm² (1/0 AWG) a 107,2 mm² (4/0 AWG) en soportes tipo escalera, la separación de los travesaños debe ser de 23 cm, como máximo. Cuando se instalen cables monoconductores de tamaño nominal menores a 53,48 mm² (1/0 AWG) y hasta 21,15 mm² (4 AWG) en soportes tipo escalera, la separación de los travesaños debe ser de 15 cm, como máximo.

Excepción 1: Los cables de máquinas de soldar eléctricas, como se permite en el Artículo 630 Parte E

Excepción 2: Los cables monoconductores utilizados como conductores de puesta a tierra de equipo, pueden estar aislados, cubiertos o desnudos, de 21,15 mm² (4 AWG) o mayores.

2) **Multiconductores.** Los cables multiconductores de tipo MV (Artículo 326), cuando estén expuestos directamente al Sol, deben estar aprobados e identificados como resistentes a los rayos solares.

c) **En lugares peligrosos (clasificados).** Los soportes tipo charola para cables en lugares peligrosos (clasificados), sólo deben contener los tipos de cables permitidos en 501-4, 502-4, 503-3 y 504-20.

d) **Soporte tipo charola no-metálico para cables.** Se permite utilizar soportes tipo charola no-metálicos para cables en zonas corrosivas y en las que requieran aislamiento a la tensión eléctrica.

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

318-4. Usos no permitidos. No está permitido utilizar sistemas de soporte tipo charola para cables :

- a) En cubos de elevadores o donde puedan estar sujetos a daño físico severo.
- b) En espacios de manejo de aire ambiental, excepto lo permitido en 300-22.
- c) Como conductor de puesta a tierra de equipos

318-5. Especificaciones de construcción

- a) **Resistencia y rigidez.** Los soportes tipo charola para cables deben tener resistencia y rigidez suficientes para que ofrezcan un soporte adecuado a todos los cables instalados en ellos
- b) **Bordes lisos.** Los soportes tipo charola para cables no deben tener bordes afilados, rebabas o salientes que puedan dañar las cubiertas o aislamientos de los cables
- c) **Protección contra la corrosión.** Los soportes tipo charola para cables deben ser de un material resistente a la corrosión o, si son de metal, deben estar adecuadamente protegidos contra la corrosión
- d) **Rieles laterales.** Los soportes tipo charola para cables deben tener rieles laterales u otros miembros estructurales equivalentes.
- e) **Accesorios.** Los soportes tipo charola para cables deben incluir dispositivos o tener accesorios u otros medios adecuados para poder cambiar la dirección y elevación de los cables.
- f) **Soporte para cables tipo charola no-metálicos.** Los soportes tipo charola para cables no-metálicos deben estar hechos de material resistente a la propagación de la flama.

318-6. Instalación

a) **Sistema completo.** Los soportes tipo charola para cables deben instalarse como sistemas completos. Si en campo o durante la instalación se hacen curvas o modificaciones, deben estar de manera que se mantenga la continuidad eléctrica del sistema y el soporte continuo de los cables. Se permite que los sistemas de soporte para cables tipo charola tengan segmentos mecánicamente discontinuos entre los tramos de cables o entre los cables y el equipo. El sistema debe ofrecer soporte a los cables según lo establecido en los correspondientes Artículos. Si se hacen empalmes, deben cumplir con lo establecido en 250-75.

b) **Terminación antes de la instalación.** Cada tramo del soporte para cables tipo charola debe estar completamente terminado antes de la instalación de los cables.

c) **Apoyos.** Se deben instalar apoyos que eviten esfuerzos sobre los cables cuando éstos entren al soporte para cables tipo charola desde canalizaciones u otros envolventes. En los soportes tipo charola que lleguen o pasen a través del piso, deben colocarse tapas que lleguen hasta una altura mínima de 1,80 m sobre el nivel del piso terminado. Cuando se emplean tapas en soportes tipo charolas instalados en exteriores, deben asegurarse firmemente para evitar que se desprendan por efectos del viento.

d) **Cubiertas.** En las partes o tramos que los soportes tipo charola estén expuestos a la caída de objetos o a la acumulación de escombros o materiales corrosivos o donde se requiera mayor protección, se deben instalar tapas o cubiertas protectoras de un material compatible con el del soporte.

e) **Cables multiconductores de 600 V nominales o menos.** Se permite instalar en el mismo soporte tipo charola cables multiconductores de 600 V nominales o menos.

f) **Cables de más de 600 V nominales.** No se deben instalar en el mismo soporte tipo charola cables de más de 600 V nominales con otros cables de 600 V nominales o menores.

Excepción 1: Cuando estén separados por una barrera fija de un material sólido compatible con el del soporte tipo charola.

Excepción 2: Cuando los cables de más de 600 V sean tipo MC.

g) **Paso a través de paredes y separaciones.** Se permite que los soportes tipo charola para cables se prolonguen transversalmente a través de paredes y tabiques o verticalmente a través de pisos y plataformas en lugares mojados o secos cuando la instalación completa con los cables esté hecha de acuerdo con los requisitos indicados en 300-21.

h) **Expuestos y accesibles.** Los soportes para cables tipo charola deben estar expuestos y accesibles, excepto en lo permitido en 318-6(g)

i) **Acceso adecuado.** Alrededor de los soportes tipo charola se debe dejar y mantener un espacio suficiente que permita el acceso adecuado para la instalación y mantenimiento de los cables.

j) **Tubo (conduit) y cables instalados en soportes tipo charola.** En instalaciones industriales, cuando las condiciones de supervisión y mantenimiento aseguren que el sistema de soporte tipo charola es atendido únicamente por personas calificadas y estén proyectados de modo que puedan soportar la carga, se permite apoyar tubos (conduit) y cables. Para la terminación de los tubos (conduit) en la charola se debe utilizar una abrazadera o adaptador aprobado y listado y no será necesario un soporte a menos de 0,90 m de la charola. Para los tubos (conduit) y cables que vayan paralelos a la charola, al lado de ella o por debajo, los soportes deberán cumplir los requisitos establecidos en los correspondientes Artículos relativos al tubo (conduit) o al cable.

k) **Derivaciones a equipo.** Las derivaciones de soportes tipo charola a equipos deben realizarse de forma que el agua pueda drenarse lejos de la entrada al equipo.

318-7. Puesta a tierra de los soportes para cables

a) **Soporte metálico para cables tipo charola.** Los soportes tipo charola metálicos para cables que soporten conductores se deben poner a tierra como lo exige el Artículo 250 para las cubiertas de conductores. Para la puesta a tierra deben cumplirse los siguientes requisitos:

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

1) Las secciones de soporte tipo charola, los accesorios y otras canalizaciones conectadas deben empalmarse o unirse según lo establecido en 250-75, utilizando conectadores mecánicos con tornillos o puentes de unión que cumplan los requisitos establecidos en 250-79

2) Para efectuar la conexión de puesta a tierra del sistema de soporte tipo charola, se debe proveer de un cable de puesta a tierra de un material compatible con el del soporte y en toda la extensión del sistema de soporte tipo charola. El conductor debe unirse eléctricamente a los soportes tipo charola utilizando conectadores metálicos con tornillos o puentes de unión de sección transversal adecuada a intervalos no-mayores a 15 m. El tamaño nominal del conductor de puesta a tierra debe basarse en la capacidad o ajuste máximo del dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito o circuitos instalados en el soporte tipo charola.

3) El conductor de puesta a tierra puede alojarse en la parte exterior del soporte tipo charola, siempre que no quede expuesto a daño mecánico

318-8. Instalación de los cables

a) **Empalmes.** Se permiten empalmes hechos y aislados con métodos y accesorios aprobados, en un soporte para cables tipo charola, siempre que sean accesibles y no sobresalgan de los rieles laterales.

b) **Amarres de seguridad.** En los tramos distintos a los horizontales, los cables se deben fijar firme y seguramente a los travesaños de los soportes tipo charola. Los cables o conjuntos de cables deben fijarse firme y en forma segura a los soportes tipo charola en todos los tramos a distancias no-mayores a 70 cm. El material de los amarres debe ser de forma que no afecte al aislamiento o a la cubierta de los cables y ser resistente a los esfuerzos dinámicos y mecánicos en operación normal y en condiciones de falla. En caso de alambrados expuestos al Sol o a la intemperie, los amarres deben ser aprobados para esas condiciones ambientales.

c) **Tubo (conduit) y acoplamientos.** Cuando los cables o conductores estén instalados en tubo (*conduit*) y acoplamientos utilizados para soporte o protección contra daño físico, no es necesario instalar una caja.

d) **Conexión en paralelo.** Cuando los cables monoconductores (fase o neutro) de un circuito se conecten en paralelo como se permite en 310-4, los conductores se deben instalar en grupos consistentes en no-más de un conductor por fase o neutro para prevenir desbalanceo de corriente eléctrica en los conductores en paralelo, debidos a la reactancia inductiva.

Los cables monoconductores se deben amarrar firmemente en grupos de circuitos para evitar movimiento excesivo si se producen esfuerzos mecánicos por fallas a tierra.

No se requiere enlazar los cables cuando los cables monoconductores estén cableados entre sí, como en los conjuntos triplex o cuádruplex hechos en fábrica, pero sí deben sujetarse al soporte tipo charola

e) **Cables monoconductores.** Cuando los cables monoconductores instalados en un soporte tipo escalera, fondo ventilado o malla sean de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), deben colocarse en una sola capa y la suma de los diámetros de los cables no debe exceder el ancho del soporte tipo charola. Cuando los cables monoconductores son cableados entre sí (triplex o cuádruplex) o son amarrados entre sí formando conjuntos, la suma de los diámetros de los conjuntos de cables no debe exceder el ancho del soporte tipo charola y los grupos deben colocarse en una sola capa

f) **Cables de diferentes tensiones eléctricas.** Los soportes tipo charola para cables con elementos de diferente nivel de tensión eléctrica deben ser colocados en un orden tal que los cables de mayor tensión queden más alejados de las personas.

g) **Capacidad de carga de los soportes.** El soporte para cables tipo charola debe seleccionarse de forma que la suma de los pesos de los cables y canalizaciones que se coloquen sobre él, sea igual o menor que la capacidad de carga aprobada para el producto (véase 110-2).

318-9. Número de cables multiconductores de 2000 V nominales o menos en soporte para cables tipo charola.

El número de cables multiconductores de 2000 V nominales o menos permitidos en un soporte para cables tipo charola, no debe superar lo establecido en esta Sección. Los tamaños nominales de los conductores mencionados se refieren tanto a conductores de cobre como de aluminio

a) **Cualquier combinación de cables.** Cuando un soporte para cables tipo charola, de fondo ventilado o tipo malla contenga cables multiconductores de energía o de iluminación o cualquier combinación de cables multiconductores de energía, iluminación, control y señales, el número máximo de cables debe ser el siguiente.

1) Si todos los cables son de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores, la suma de los diámetros de todos ellos incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho del soporte y los cables deben ir instalados en una sola capa.

2) Si todos los cables son menores de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las áreas de las secciones transversales incluyendo el aislamiento de todos los cables no debe superar la superficie máxima permisible de la columna 1 en la Tabla 318-9, para el correspondiente ancho del soporte.

3) Si en el mismo soporte se instalan cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores con cables menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las áreas de las secciones transversales incluyendo el aislamiento de todos los cables menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) no debe superar la superficie máxima permisible resultante del cálculo de la columna 2 de la Tabla 318-9 para el correspondiente

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

ancho del soporte. Los cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) y mayores se deben instalar en una sola capa y no se deben colocar otros cables sobre ellos.

b) Cables multiconductores sólo de control y/o señalización. Cuando un soporte para cables tipo escalera, de fondo ventilado o tipo malla para cables, con una profundidad interior útil de 15 cm o menos, contenga sólo cables multiconductores de control y/o señalización, la suma del área de sección transversal de todos los cables incluyendo el aislamiento, en cualquier sección de la charola no debe superar 50% de la sección interior de dicha charola. Cuando la profundidad interior útil de la charola sea de más de 15 cm, para calcular la sección interior máxima admisible de la charola se debe tomar una profundidad de 15 cm.

c) Charola de fondo sólido para cualquier combinación de cables. Cuando un soporte para cables tipo charola de fondo sólido contenga cables multiconductores de energía o iluminación o cualquier combinación de cables multiconductores de energía, iluminación, señalización y control, el número máximo de cables que contenga debe ser el siguiente:

1) Si todos los cables son de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores, la suma de los diámetros incluyendo el aislamiento de todos ellos no debe superar 90% del ancho del soporte y los cables deben ir instalados en una sola capa.

2) Si todos los cables son menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento no debe superar la superficie máxima permisible de la columna 3 de la Tabla 318-9 para el ancho apropiado del soporte.

3) Si en el mismo soporte se instalan cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores con cables menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) no debe superar la superficie máxima permisible resultante del cálculo de la columna 4 de la Tabla 318-9 para el ancho apropiado del soporte. Los cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) y mayores se deben instalar en una sola capa y no se deben colocar otros cables sobre ellos.

d) Soporte para cables tipo fondo sólido con cables multiconductores únicamente de control y señalización. Cuando un soporte para cables tipo charola de fondo sólido, con una profundidad interior útil de 15 cm o menos, sólo contenga cables multiconductores de control o señalización, la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento en cualquier sección del soporte no debe superar 40% del área de la sección transversal interior de dicho soporte. Cuando la profundidad interior útil del soporte sea de más de 15 cm, para calcular el área de la sección transversal interior máxima admisible del soporte se debe tomar una profundidad de 15 cm.

Tabla 318-9. Superficie máxima admisible de los cables multiconductores en soportes tipo escalera, tipo malla, de fondo ventilado o sólido para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior de la charola en cm	Superficie máxima admisible de los cables multiconductores en cm^2			
	Soportes tipo escalera, malla o fondo ventilado, Sección 318-9(a)		Soportes para cables de fondo sólido, Sección 318-9(c)	
	Columna 1 Aplicable sólo a la Sección 318-9(a)(2) cm^2	Columna 2* Aplicable sólo a la Sección 318-9(a)(3) cm^2	Columna 3 Aplicable sólo a la Sección 318-9(c)(2) cm^2	Columna 4* Aplicable sólo a la Sección 318-9(c)(3) cm^2
15	45	45 - (3 Sd)**	35	35 - 2,5 Sd
21	68	68 - (3 Sd)	52	52 - 2,5 Sd
30	90	90 - (3 Sd)	70	70 - 2,5 Sd
45	135	135 - (3 Sd)	106	106 - 2,5 Sd
60	180	180 - (3 Sd)	142	142 - 2,5 Sd
75	225	225 - (3 Sd)	177	177 - 2,5 Sd
90	270	270 - (3 Sd)	213	213 - 2,5 Sd

*La superficie máxima admisible de las columnas 2 y 4 se debe calcular. Por ejemplo, la superficie máxima admisible, en mm^2 , de un soporte para cables tipo charola de 15 cm de ancho de la columna 2, debe ser 45 - (3 Sd)

**La expresión Sd de las columnas 2 y 4 es la suma de diámetros en cm de todos los cables multiconductores de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) y mayores instalados en el mismo soporte tipo charola con cables más pequeños.

Nota: Para anchos de soportes no incluidos en la tabla, interpolar los valores.

e) Soporte tipo canal ventilado o malla para cables. Cuando se instalen cables multiconductores de cualquier tipo en soporte tipo canal ventilado o malla para cables, se debe aplicar lo siguiente:

1) Cuando sólo haya instalado un cable multiconductor, el área de su sección transversal no debe exceder el valor especificado en la columna 1 de la Tabla 318-9(e).

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

2) Cuando haya instalado más de un cable multiconductor, la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables no debe exceder el valor especificado en la columna 2 de la Tabla 318-9(e).

Tabla 318-9(e). Superficie máxima admisible de los cables multiconductores en soportes tipo charola de canal ventilado o malla para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior del canal (cm)	Superficie máxima admisible de los cables multiconductores (cm ²)	
	Columna 1 Un solo cable	Columna 2 Más de un cable
5	8	5
7,5	15	8
10	30	16
15	45	25

318-10. Número de cables monoconductores de 2000 V nominales o menores en soporte para cables tipo charola. El número de cables monoconductores de 2000 V nominales o menos permitidos en una sola parte de un soporte tipo charola, no debe superar lo establecido en esta sección. Los conductores o conjuntos de conductores se deben distribuir uniformemente a lo ancho de todo el soporte. Los tamaños nominales utilizados en este soporte se refieren tanto a conductores de cobre como de aluminio

a) Soporte tipo escalera, de fondo ventilado o malla para cables. Cuando un soporte tipo escalera, de fondo ventilado o malla contenga cables monoconductores, el número máximo de éstos debe cumplir con los siguientes requisitos:

1) Si todos los cables son de 506,7 mm² (1000 kcmil) o mayores, la suma de los diámetros de los cables incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho del soporte tipo charola

2) Si todos los cables son de 126,7 mm² (250 kcmil) a 506,7 mm² (1000 kcmil), la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento no debe superar la superficie máxima permitida en la Columna 1 de la Tabla 318-10, para el ancho correspondiente del soporte.

3) Si hay instalados en la misma charola cables monoconductores de 506,7 mm² (1000 kcmil) o mayores con cables monoconductores menores a 506,7 mm² (1000 kcmil), la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento menores a 506,7 mm² (1000 kcmil) no debe superar la superficie máxima admisible resultante del cálculo de la Columna 2 de la Tabla 318-10, para el ancho correspondiente del soporte.

4) Cuando cualquiera de los cables instalados sean de 21,15 mm² (4 AWG) a 107,2 mm² (4/0 AWG), la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho del soporte.

b) Soporte tipo canal ventilado o malla para cables. Cuando un soporte tipo canal ventilado o malla de 5 cm, 7,5 cm, 10 cm o 15 cm de ancho contenga cables monoconductores, la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho interior del canal

318-11. Capacidad de conducción de corriente de los cables de 2000 V o menores en soportes tipo charola para cables

a) Cables multiconductores. La capacidad de conducción de corriente de los cables multiconductores de 2000 V nominales o menores, instalados según los requisitos indicados en 318-9, deben cumplir con la capacidad de conducción de corriente de las Tablas 310-16 y 310-18. Los factores de corrección del Artículo 310, Nota 8(a) de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, se deben aplicar sólo a cables multiconductores con más de tres conductores que transporten corriente eléctrica. La corrección se debe limitar al número de conductores que transportan corriente eléctrica en el cable y no al número de conductores en el soporte tipo charola.

Excepción 1: Cuando los soportes tipo charola para cables tengan cubiertas continuas a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables multiconductores tengan más de 95% de la capacidad de conducción de corriente indicada en las Tablas 310-16 y 310-18.

Excepción 2: Cuando se instalen cables multiconductores en una sola capa en soporte para cables tipo charola sin cubierta, guardando una separación entre cables no inferior al diámetro del cable, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder la establecida en 310-15(b) para cables multiconductores con no-más de tres conductores aislados de 0 a 2000 V nominales al aire libre, corregido para la correspondiente temperatura ambiente. Véase la Tabla A-310-3 del Apéndice A.

Tabla 318-10. Superficie máxima admisible de los cables monoconductores en soportes tipo escalera, malla, de canal ventilado para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior de la charola (cm)	Superficie máxima admisible de los cables monoconductores (cm ²)	
	Columna 1 Aplicable sólo a la Sección 318-10(a)(2)	Columna 2 aplicable sólo a la Sección 318-10(a)(3)

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

15	42	42 - (2,8 Sd) **
23	61	61 - (2,8 Sd)
30	84	84 - (2,8 Sd)
45	125	125 - (2,8 Sd)
60	168	168 - (2,8 Sd)
75	210	210 - (2,8 Sd)
90	252	252 - (2,8 Sd)

*La superficie máxima admisible de la Columna 2 se debe calcular. Por ejemplo, la superficie máxima admisible, en cm², de una charola de 15 cm de ancho de la Columna 2, debe ser 42 - (2,8 Sd)

**La expresión Sd de la columna 2 es la suma de diámetros en cm de todos los cables monoconductores de 506,7mm² (1000 kcmil) y mayores instalados en la misma charola con cables más pequeños.

b) Cables monoconductores. Los factores de corrección del artículo 310, Nota 8(a) de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, no se deben aplicar a la capacidad de conducción de corriente de los cables en soportes tipo charola. La capacidad de conducción de corriente permisible de un cable monoconductor o de los cables monoconductores instalados juntos (en grupos de tres, de cuatro, etc.) de 2000 V nominales o menores, debe cumplir lo siguiente:

1) Cuando se instalen cables monoconductores de 304 mm² (600 kcmil) y mayores en soportes tipo charola para cables sin tapar, según los requisitos indicados en 318-10, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder 75% de la capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-17 y 310-19. Cuando los soportes tipo charola para cables estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables monoconductores de 304 mm² (600 kcmil) y mayores tengan más de 70% de la capacidad de conducción de corriente permitida de las Tablas 310-17 y 310-19

2) Cuando se instalen cables monoconductores de 21,15 mm² (4 AWG) a 253,4 mm² (500 kcmil) en soportes tipo charola para cables sin cubrir, según los requisitos de 318-10, su capacidad de conducción de corriente permitida, no debe superar 65% de la capacidad de conducción de corriente permitida de las Tablas 310-17 y 310-19. Cuando los soportes tipo charola para cables estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que cables monoconductores de 21,15 mm² (4 AWG) a 253,4 mm² (500 kcmil) tengan más de 60% de la capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-17 y 310-19.

3) Cuando se instalen cables monoconductores en una sola capa en soportes tipo charola para cables sin cubrir, guardando una separación entre cables no-inferior al diámetro de cada conductor, la capacidad de conducción de corriente permitida en cables de 21,15 mm² (4 AWG) y mayores no debe superar la capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-17 y 310-19.

4) Cuando se instalen cables monoconductores en configuración triangular o cuadrada en soportes tipo charola para cables sin tapar, guardando una separación entre circuitos no-inferior a 2,15 veces el diámetro exterior de un conductor (2,15 x DE), de cables de 21,15 mm² (4 AWG) y mayores no debe superar la capacidad de conducción de corriente permitida de dos o tres cables monoconductores aislados de 0 a 2000 V nominales soportados por un mensajero, como se indica en la Tabla A-310-2 del Apéndice A.

318-12. Número de cables de Tipo MV y MC de 2001 V nominales en adelante en soportes tipo charola para cables. El número de cables de 2001 V nominales en adelante, permitido en una sola charola de cables, no debe superar los requisitos de esta Sección.

La suma de diámetros de los cables monoconductores y multiconductores no debe exceder el ancho de la charola y los cables deben estar instalados en una sola capa. Cuando los cables monoconductores vayan en grupos de tres, cuatro o a grupos por circuitos, la suma de los diámetros de todos los conductores no debe superar el ancho del soporte tipo charola y estos grupos se deben instalar en una sola capa.

318-13. Capacidad de conducción de corriente permitida de los cables de Tipo MV y MC (de 2001 V nominales en adelante) en los soportes tipo charola para cables. La capacidad de conducción de corriente permitida de los cables de 2001 V nominales en adelante, instalados en soportes tipo charola según lo indicado en 318-12, no debe exceder los requisitos de esta Sección:

a) Cables multiconductores (de 2001 V nominales en adelante). La capacidad de conducción de corriente permitida de los cables multiconductores debe cumplir los requisitos de capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-75 y 310-76.

Excepción 1: Cuando los soportes tipo charola para cables estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables multiconductores tengan más de 95% de la capacidad nominal indicada en las Tablas 310-75 y 310-76.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

Excepción 2: Cuando se instalen cables multiconductores en una sola capa en soportes tipo charola para cables sin tapar, guardando una separación entre cables no inferior al diámetro del cable, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder las establecidas en las Tablas 310-71 y 310-72

b) Cables monoconductores (de 2001 V nominales en adelante). La capacidad de conducción de corriente permitida de los cables monoconductores o cables en grupos de tres, cuatro, etc., debe cumplir lo siguiente:

1) La capacidad de conducción de corriente permitida de los cables monoconductores de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) y mayores en soportes tipo charola para cables sin cubrir, no debe exceder 75% de la capacidad de conducción de corriente permitida de las Tablas 310-69 y 310-70. Cuando los soportes tipo charola estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables monoconductores de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) y mayores tengan más de 70% de la capacidad de conducción de corriente nominal referida en las Tablas 310-69 y 310-70

2) Cuando se instalen cables monoconductores de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) o mayores en una sola capa en soportes tipo charola para cables sin cubrir, guardando una separación entre cables no inferior al diámetro del cable, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder a la establecida en las Tablas 310-69 y 310-70.

3) Cuando se instalen cables monoconductores en configuración triangular (trébol) en soportes tipo charola sin tapar, manteniendo una separación entre circuitos no inferior a 2,15 veces el diámetro de un conductor ($2,15 \times DE$), la capacidad de conducción de corriente permitida de los cables de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) y mayores no debe exceder la capacidad de conducción de corriente permitida referida en las Tablas 310-67 y 310-68.

ARTÍCULO 320 - ALAMBRADO VISIBLE SOBRE AISLADORES

320-1. Definición. El método de instalación de alambrado visible sobre aisladores consiste en instalar cables expuestos sujetos por abrazaderas, aisladores en pared, tubos rígidos y flexibles para la protección y soporte de cables monoconductores aislados tendidos en o sobre los edificios, no-ocultos en la estructura del edificio.

320-2. Otros Artículos. La instalación de alambrado visible sobre aisladores debe cumplir con este Artículo y además con las disposiciones aplicables de otros Artículos de esta NOM, especialmente los Artículos 225 y 300.

320-3. Usos permitidos. Se permiten las instalaciones de alambrado visible sobre aisladores en sistemas de 600 V nominales o menos, sólo en edificios industriales o agrícolas, en interiores o exteriores y en lugares secos o mojados, cuando estén sometidos a vapores corrosivos y en las acometidas.

320-5. Conductores

a) Tipo. Los conductores deben ser del tipo especificado en el Artículo 310.

b) Capacidad de conducción de corriente. La capacidad de conducción de corriente debe cumplir lo establecido en 310-15.

320-6. Soportes de los conductores. Los conductores deben estar rigidamente soportados sobre aisladores con material no-combustible, no-absorbente y no deben estar en contacto con cualquier otro tipo de objetos. Los soportes se deben instalar como sigue: (1) a menos de 15 cm de un empalme o derivación; (2) a menos de 30 cm del extremo de la conexión final con un portalámparas o receptáculo; (3) a intervalos que no superen 1,4 m o menos, suficientes para ofrecer soporte adecuado cuando se puedan producir alteraciones.

Excepción 1: Se permite que los soportes de los conductores de $8,367 \text{ mm}^2$ (8 AWG) o mayores, instalados a través de espacios abiertos, estén separados hasta 4,6 m si se utilizan espaciadores aisladores no-combustibles y no-absorbentes como mínimo a cada 1,4 m para mantener una separación de los conductores de 60 mm como mínimo.

Excepción 2: En edificios industriales en los que no exista la posibilidad de que se produzcan alteraciones, se permite instalar conductores de $8,367 \text{ mm}^2$ (8 AWG) y mayores sobre los espacios abiertos si están apoyados en todos los travesaños de madera sobre aisladores aprobados que mantengan una distancia de 16 cm entre los conductores.

Excepción 3: Sólo en edificios industriales, cuando las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que la instalación será atendida únicamente por personas calificadas, se permite utilizar conductores de $126,7 \text{ mm}^2$ (250 kcmil) y mayores a través de espacios abiertos cuando estén soportados a intervalos hasta de 9 m.

320-7. Montaje de los soportes de los conductores. Cuando se utilicen pernos para sujetar los aisladores de pared, éstos no deben ser inferiores a 76 mm. Cuando se utilicen pernos para sujetar los aisladores o tornillos para montar abrazaderas, éstos deben tener longitud suficiente para que penetren en la madera a una profundidad igual como mínimo a la mitad de la altura del aislador y en todo el espesor de la abrazadera. Con los pernos se deben utilizar arandelas aisladas.

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

320-8. Cables de amarre. Los conductores de 8,367 mm² (8 AWG) o mayores apoyados en aisladores de pared sólidos, se deben sujetar firmemente a ellos mediante cables de amarre con un aislamiento equivalente al del conductor.

320-10. Tubo (conduit) flexible no-metálico. En lugares secos, y cuando no estén expuestos a daño físico grave, se permite que los conductores estén encerrados independientemente en tubo (conduit) flexible no-metálico. El tubo (conduit) debe ser de tramos continuos no-superiores a 4,6 m y se debe sujetar a la superficie por abrazaderas a intervalos no-superiores a 1,4 m.

320-11. Cables a través de las paredes, pisos, vigas de madera, etc. Se debe evitar el contacto de los conductores visibles con las paredes, pisos, vigas de madera o tabiques que atraviesen, mediante tubos o boquillas de material aislante no-combustible y no-absorbente. Cuando la boquilla sea más corta que el orificio, se debe meter en el orificio un casquillo a prueba de agua de material no-inductivo y meter después una boquilla aislante por cada extremo del casquillo, de modo que los conductores no toquen en absoluto el casquillo. Cada conductor se debe llevar a través de un tubo o casquillo independiente.

NOTA: En cuanto a los límites de temperatura de los conductores, véase 310-10.

320-12. Distancia a tubo (conduit), a otros conductores expuestos, etc. Los conductores visibles deben estar separados como mínimo 5 cm de canalizaciones, tubo (conduit) metálico u otro material conductor y de cualquier conductor expuesto de iluminación, energía o señalización o estar separados de ellos por un material no-conductor continuo y firmemente sujeto, además del aislamiento del conductor. Cuando se utilice cualquier tipo de tubo aislante, se debe sujetar firmemente en sus dos extremos. Cuando sea posible, los conductores deben pasar sobre cualquier tubería que pueda producir fugas o acumulación de humedad, y no por debajo de ella.

320-13. Entrada de los conductores en lugares donde pueda haber agua, humedad o vapores corrosivos. Cuando los conductores entren o salgan en lugares donde pueda haber agua, humedad o vapores corrosivos, se debe hacer en ellos una curva de goteo y después pasarlos en dirección hacia arriba y hacia dentro o desde el lugar húmedo, mojado o corrosivo a través de tubos aislantes no-combustibles y no-absorbentes.

NOTA: Para los conductores que entran o salen de edificios u otras estructuras, véase 230-52.

320-14. Protección contra daño físico. Se deben considerar expuestos a daño físico los conductores que estén a menos de 2,1 m del piso. Cuando los conductores visibles que atraviesen vigas de techo y columnas estén expuestos a daño físico, se deben proteger por uno de los siguientes métodos: (1) por bandas protectoras de espesor nominal no-inferior a 2,5 mm y de una altura como mínimo igual a la de los soportes aisladores, colocados uno en cada extremo y cerca del conductor; (2) mediante un larguero de 13 mm de espesor mínimo en el que se apoyen los conductores, con protecciones laterales. Estos largueros deben prolongarse 25 mm como mínimo fuera de los conductores, pero no-más de 50 mm, y los laterales de protección deben tener como mínimo 50 mm de alto y 25 mm de espesor nominal; (3) mediante una caja hecha como se ha indicado anteriormente y dotada de tapa que se mantenga alejada de los conductores que pasen por su interior un mínimo de 25 mm. Cuando haya que proteger conductores verticales sobre paredes laterales, esta caja debe ir cerrada por arriba y en los orificios a través de los cuales pasen los conductores, se deben instalar casquillos; (4) mediante tubo (conduit) metálico tipo pesado, semipesado, ligero, o rígido no-metálico que cumplan las condiciones de los Artículos 345, 346, 347 o 348; o por tubería metálica no-eléctrica, en cuyo caso los conductores deben ir encerrados en tramos continuos de tubería flexible. Los conductores que pasen a través de cubiertas metálicas deben agruparse de modo que la corriente eléctrica en ambas direcciones sea aproximadamente la misma.

320-15. Desvanes y espacios bajo techo sin acabado. Los conductores en desvanes y en espacios bajo techo sin acabado deben cumplir las siguientes condiciones:

a) Accesibles mediante una escalera fija o portátil. Los conductores se deben instalar a lo largo de o a través de agujeros perforados en las vigas, travesaños o columnas. Cuando pasen a través de orificios perforados, los conductores que atraviesen las vigas, travesaños o columnas a una altura no-inferior a 2 m por encima del piso o columnas del mismo, deben protegerse mediante largueros adecuados que se prolonguen no-más de 25 mm a cada lado del conductor. Estos largueros se deben sujetar firmemente. No son necesarios los largueros ni las bandas protectoras para conductores instalados a lo largo de las vigas, travesaños o columnas.

b) Lugares no accesibles mediante una escalera permanente o de mano. Los conductores se deben instalar a lo largo de las vigas del piso, travesaños o columnas o a través de orificios perforados en los mismos.

Excepción: En edificios terminados antes de hacer la instalación y que tengan en todos sus puntos una altura de techo inferior a 90 cm.

320-16. Desconectores. Los desconectores de resorte para montaje en superficie se deben instalar de acuerdo con lo indicado en 380-10(a) y no son necesarias cajas. Los desconectores de otros tipos se deben instalar de acuerdo con lo indicado en 380-4.

ARTÍCULO 321 - ALAMBRADO SOPORTADO POR UN MENSAJERO

321-1. Definición. Una instalación de cables soportados por un mensajero consiste en un alambrado soportado mediante un mensajero en los que se sujetan los conductores aislados por uno de los

Expositor: Ing. Ricardo A. Espinosa y Patiño

Apuntes del Curso sobre Instalaciones eléctricas Industriales.

siguientes medios. (1) un mensajero con argollas o abrazaderas para los conductores; (2) un mensajero con anclajes instalados en obra para los conductores; (3) un cable aéreo ensamblado en fábrica; (4) cables múltiples, cableado en fábrica con un conductor desnudo y uno o más conductores aislados, como el dúplex, triplex, o cuádruple

321-2. Otros artículos. Las instalaciones con soporte tipo mensajero deben cumplir este Artículo y además las disposiciones aplicables de otros Artículos de esta NOM, especialmente los Artículos 225 y 300.

321-3. Usos permitidos

a) Tipos de cables. En las instalaciones con soporte tipo mensajero se permite instalar los siguientes elementos, en las condiciones indicadas en los Artículos que se mencionan para cada uno: (1) cables con aislamiento mineral y recubrimiento metálico (Artículo 330); (2) cables con recubrimiento metálico (Artículo 334); (3) cables multiconductores de entrada de acometida (Artículo 338); (4) cables multiconductores subterráneos del alimentador y de circuitos derivados (Artículo 339); (5) cables de control y energía aprobados para soportarse en soporte para cables tipo charolas (Artículo 340); (6) cables para soporte para cables tipo charolas de energía limitada en 725-71(e) y 725-61(c) y (7) otros cables multiconductores de control, señalización o energía, aprobados e identificados para este uso.

b) En instalaciones industriales. Sólo en instalaciones industriales, cuando las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que la instalación será atendida únicamente por personas calificadas, se permite usar los siguientes cables.

1) Cualquiera de los conductores contemplados en las Tablas 310-13 o 310-62.

2) Cables MV.

Cuando estén expuestos a la intemperie, los conductores deben estar aprobados y listados para su uso en lugares mojados.

Cuando estén expuestos a los rayos directos del Sol, los cables o conductores deben ser resistentes a la luz de éste.

c) En lugares peligrosos (clasificados). Se permiten las instalaciones soportadas por un mensajero en lugares peligrosos (clasificados) cuando los cables de las mismas estén permitidos para tal uso, según se indica en 501-4, 502-4, 503-3 y 504-20.

321-4. Usos no permitidos. No se permite usar instalaciones soportadas por un mensajero en los cubos de los ascensores o cuando estén expuestas a daño físico.

321-5. Capacidad de conducción de corriente. La capacidad de conducción de corriente viene determinada en 310-15.

321-6. Soporte del mensajero. Los mensajeros deben sujetarse por sus extremos y en puntos intermedios, de modo que no causen esfuerzos mecánicos sobre los conductores. No se permite que los conductores estén en contacto con los soportes de los mensajeros ni con miembros estructurales, paredes o tuberías.

321-7. Puesta a tierra. El mensajero se debe conectar a tierra tal como se establece en 250-32 y 250-33, para la puesta a tierra de envolturas.

321-8. Empalmes y derivaciones de los conductores. En las instalaciones soportadas por un mensajero, se permiten empalmes y derivaciones de los conductores que estén hechas y aisladas con dispositivos aprobados.

4.10 TABLAS CAPÍTULO 10

TABLA 10-1. Factores de relleno en tubo (conduit)

Número de conductores	Uno	Dos	Más de dos
Todos los tipos de conductores	53	31	40

NOTA: Esta Tabla 10-1 se basa en las condiciones más comunes de cableado y alineación de los conductores, cuando la longitud de los tramos y el número de curvas de los cables están dentro de límites razonables. Sin embargo, en determinadas condiciones se podrá ocupar una parte mayor o menor de los conductos.

TABLA 930-6(e).- Valores mínimos de iluminancia promedio mantenida para estacionamientos abiertos

Nivel de actividad	Área general de estacionamiento y peatonal	
	Mínimo sobre el pavimento Lx	Uniformidad E _{prom} /E _{min}
Alta	10,0	4 a 1
Media	6,0	4 a 1
Baja	2,0	4 a 1

TABLA 930-6(f).- Valores mantenidos mínimos de iluminancia para estacionamientos cerrados

Turno	Área general de estacionamiento y peatonal Lx	Rampas y esquinas lx	Accesos lx	Escaleras Rango de iluminancias lx
Diurno	54,0	110,0	540,0	100-150-200
Nocturno	54,0	54,0	54,0	100-150-200

NOTAS:

1. Aplicable para cualquier nivel de actividad
2. La relación mínima de iluminancia en todos los casos es 4 a 1 (E_{prom}/E_{min}).

b) Resistencia a tierra del sistema. La resistencia eléctrica total del sistema de tierra incluyendo todos los elementos que lo forman, deben conservarse en un valor menor a lo indicado en la tabla siguiente:

Resistencia (Ω)	Tensión eléctrica máxima (kV)	Capacidad máxima del transformador (kVA)
5	mayor a 34,5	mayor a 250
10	34,5	mayor a 250
25	34,5	250

Excepción: Para terrenos con resistividad eléctrica mayor a 3 000 Ω-m, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

Deben efectuarse pruebas periódicamente durante la operación en los registros para comprobar que los valores del sistema de tierra se ajustan a los valores de diseño; asimismo, repetir periódicamente estas pruebas para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje.

TABLA 610-14(a). Capacidad de conducción de corriente (A) para conductores de aislados basado en una temperatura ambiente de 30 °C, utilizados para motores de grúas y polipastos, con régimen de trabajo de corta duración, hasta cuatro conductores en canalizaciones o cable (*). Hasta tres conductores de c.a. () o cuatro en c.c. (*) en canalización o cable.**

Temperatura máxima de operación		75 °C		90 °C		125 °C	
Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)		Tipos MTW, RHW, THW, THW-LS, XHHW, DRS, THWN		Tipos FEP, FEPB, PFA, PFAH, SA, TFE, ZW		Tipos FEP, FEPB, PFA, PFAH, SA, TFE, ZW	
mm ²	AWG	60 min	30 min	60 min	30 min	60 min	30 min
1,31	(16)	10	12	31	32	38	40
2,08	(14)	25	26	36	40	45	50
3,31	(12)	30	33	49	52	60	65
5,26	(10)	40	43	63	69	73	80
8,37	(8)	55	60				
13,3	(6)	76	86	83	94	101	119
16,8	(5)	85	95	95	106	115	134
21,2	(4)	100	117	111	130	133	157
26,7	(3)	120	141	131	153	153	183
33,6	(2)	137	160	148	173	178	214
	(1)	143	175	158	192	210	253
	(1/0)	190	233	211	259	253	304
	(2/0)	222	267	245	294	303	369
	(3/0)	280	341	305	372	370	452
	(4/0)	300	369	319	399	451	555
127	(250)	364	420	400	461	510	635
152	(300)	455	582	497	636	587	737
177	(350)	486	646	542	716	663	837
203	(400)	538	688	593	760	742	941
253	(500)	660	847	726	914	896	1143
FACTOR DE CORRECCIÓN PARA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE							
Temperatura ambiente °C	Para temperaturas ambientes diferentes a 30 °C multiplicar la capacidad de conducción de corriente mostrada arriba por el factor correspondiente abajo indicado						
21-25	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	1,02	1,02
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,94	0,94	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
36-40	0,88	0,88	0,91	0,91	0,95	0,95	0,95
41-45	0,82	0,82	0,87	0,87	0,92	0,92	0,92
46-50	0,75	0,75	0,82	0,82	0,89	0,89	0,89
51-55	0,67	0,67	0,76	0,76	0,86	0,86	0,86
56-60	0,58	0,58	0,71	0,71	0,83	0,83	0,83
61-70	0,33	0,33	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
71-80			0,41	0,41	0,69	0,69	0,69
81-90					0,61	0,61	0,61
91-100					0,51	0,51	0,51
101-120					0,40	0,40	0,40

NOTA - Otros aislamientos indicados en las Tablas 310-13 y aprobados para lugares y temperaturas específicos se permite sustituirlos por los indicados en la Tabla 610-14 a). Las capacidades de conducción de corriente de los conductores utilizados para motores para servicio de 15 minutos, deben ser las de 30 minutos incrementadas en 12%.

(*) Para cinco a ocho conductores de fuerza energizados simultáneamente y alojados en tubo (conduit), canalización o cable, la capacidad de conducción de corriente de los conductores de fuerza se reduce a un valor equivalente a 80% del valor mostrado en esta tabla.

(**) Para cuatro a seis conductores de fuerza de c.a. energizados simultáneamente a 125 °C y alojados en tubo (*conduit*), canalización o cable, la capacidad de conducción de corriente de los conductores de fuerza se reduce a un valor equivalente la 80% del valor mostrado en esta tabla.

- b) **Conductores para resistencias de control (secundarias).** Cuando las resistencias de control (secundarias) estén separadas del controlador, el tamaño nominal mínimo de los conductores entre las resistencias y el controlador, se debe calcular multiplicando la corriente eléctrica secundaria del motor por el factor adecuado tomado de la Tabla 610-14 b), y seleccionar el conductor adecuado de la Tabla 610-14(a).

TABLA 610-14 (b)

Factores para determinar la capacidad de conducción de corriente de los conductores entre el controlador y las resistencias de control (secundarias) de grúas.		
Tiempo en segundos		Capacidad de conducción de la corriente secundaria a plena carga
Energizadas (conectadas)	Sin energía (desconectadas)	Por ciento
5	75	35
10	70	45
15	75	55
15	45	65
15	30	75
15	15	85
Servicio continuo		110

- c) **Tamaño nominal mínimo.** Los conductores externos a motores y a controladores no deben ser menores de 1,31 mm² (16 AWG).

Excepción 1: En circuitos de control con no más de 7 A, se permite el uso de conductor de tamaño nominal de 0,824 mm² (18 AWG), en cordones multiconductores.

Excepción 2: En circuitos electrónicos se permite el uso de conductores de tamaño nominal no menor de 0,519 mm² (20 AWG).

- d) **Conductores de contacto.** Los conductores de contacto deben tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la indicada en la Tabla 610-14 a) para conductores de 75 °C, y en ningún caso deben ser menores que lo siguiente:

Distancias entre aisladores extremos de tensión mecánica o soportes intermedios del tipo mordaza	Designación del conductor
	Tamaño nominal mm ² (AWG)
Menos de 9 m	13,3 (6)
9 a 18 m	21,2 (4)
más de 18 m	33,6 (2)

- e) **Cálculo de la carga de motores**

- 1) Para un motor, se debe tomar como base 100% de la corriente eléctrica a plena carga indicada en su placa de datos.

- 2) Para una grúa o polipasto, con varios motores, la capacidad de conducción de corriente mínima de los conductores que los alimentan debe ser la suma de corriente eléctrica nominal de plena carga (en ampere) indicada en la placa de datos del motor más grande o grupo de motores, más 50% de la corriente eléctrica nominal (en ampere) a plena carga de la placa de datos del motor inmediato más grande o grupo de motores, usando la columna de la Tabla 610-14 (a) que aplique al motor con el mayor tiempo de régimen de trabajo.
- 3) Para varias grúas o polipastos o ambas cosas, alimentados con un sistema común de conductores, se debe calcular la capacidad de conducción de corriente mínima para los motores de cada grúa como se indica en 610-14(e), sumar todas las capacidades de conducción de corriente y multiplicar la suma por el factor de demanda adecuado de la Tabla 610-14(e)

TABLA 610-14 e). Factores de demanda

Número de grúas o polipastos	Factor de demanda
2	0,95
3	0,91
4	0,87
5	0,84
6	0,81
7	0,78

**TABLA 430-91.- Selección de envoltentes para controladores de motores
(Clasificación norteamericana)**

USO EXTERIOR							
Protección contra las siguientes condiciones ambientales	Tipo de envoltente**						
	3	3R	3S	4	4X	6	6P
Contacto incidental con el gabinete	X	X	X	X	X	X	X
Lluvia, nieve, granizo	X	X	X	X	X	X	X
Granizo*			X				
Polvo en suspensión en el aire	X		X	X	X	X	X
Escurrimiento en las canalizaciones				X	X	X	X
Agentes corrosivos					X		X
Inmersión temporal						X	X
Inmersión prolongada							X

*El mecanismo debe ser operable cuando está cubierto de hielo

USO INTERIOR										
Protección contra las siguientes condiciones ambientales	Tipo de envoltente**									
	1	2	4	4x	5	6	6P	12	12k	13
Contacto incidental con el gabinete	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Acumulación de suciedad	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Caída de líquidos y goteo ligero		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Polvo circulante, pelusa, fibras			X	X		X	X	X	X	X
Depósito de polvo, pelusas y fibras			X	X	X	X	X	X	X	X
Escurrimiento y salpicaduras de agua			X	X		X	X			
Filtración aceite y líquido refrigerante								X	X	X
Salpicaduras de aceite y refrigerante										X
Agentes corrosivos				X			X			
Inmersión temporal						X	X			
Inmersión prolongada							X			

** El tipo de envoltente debe estar marcado en la cubierta del controlador del motor

**TABLA 430-91(a).- Selección de envoltentes para controladores de motores
(Clasificación IEC)**

Elemento	Números o letras	Significado para protección del equipo	Significado para protección de personas
Letras del código	IP**	---	---
Primer número característico	0 1 2 3 4 5 6	Contra el ingreso de objetos extraños sólidos (No protegido) ≥ 50 mm de diámetro ≥ 12,5 mm de diámetro ≥ 2,5 mm de diámetro ≥ 1,0 mm de diámetro Protegido contra el polvo Hermético al polvo	Contra el acceso a partes peligrosas con (No protegido) Dorso de la mano Dedo Herramienta Alambre Alambre Alambre
Segundo número característico	0 1 2 3 4 5 6 7 8	Contra el ingreso de agua con efectos perjudiciales (No protegido) Goteo vertical Goteo (15° de inclinación) Rocío Salpicado Chorro Chorro fuerte Inmersión temporal Inmersión continua	---
Letra adicional (opcional)	A B C D	---	Contra el acceso a partes peligrosas con Dorso de la mano Dedo Herramienta Alambre
Letra suplementaria (opcional)	H M S W	Información específica suplementaria: Aparatos de alta tensión Movimiento durante la prueba de agua Fijo durante la prueba de agua Condiciones climáticas	---

** El tipo de envoltente debe estar marcado en la cubierta del controlador del motor

Nota: Ver en el Apéndice D la definición de las clasificaciones norteamericana e Internacional (IEC).

A. Centros de control de motores (CCM)

430-92. Disposiciones generales. La Parte H se refiere a los centros de control de motores (CCM) instalados para controlar motores, sistemas de alumbrado y alimentadores a otros dispositivos eléctricos.

Un CCM es un ensamble de una o más secciones de gabinetes que cuentan con una barra común de alimentación y que están formados principalmente por unidades o secciones de controladores de motores.

430-94. Protección contra sobrecorriente. Los CCM deben contar con una protección de sobrecorriente de acuerdo con lo indicado en el Artículo 240, basado en la capacidad total de las barras comunes de alimentación a todas las secciones. Esta protección se debe proveer ya sea por:

- (1) un dispositivo de protección localizado fuera del CCM en el punto de suministro
- (2) un dispositivo de protección contra sobrecorriente localizado dentro del CCM.

430-95. Equipo en la acometida. Cuando se use como equipo de acometida, cada CCM debe estar provisto de un medio de desconexión principal para desconectar todos los conductores de fase.

Excepción: Un segundo dispositivo desconectador podrá instalarse para alimentar al equipo adicional.

Cuando se use un conductor puesto a tierra el CCM debe llevar instalado un puente de unión principal dimensionado de acuerdo con lo indicado en la 250-79 (d), dentro de una de las secciones, para conectar los conductores puestos a tierra en el lado de suministro, con la barra de puesta a tierra del CCM.

430-96. Puesta a tierra. Los CCM de varias secciones deben ser puenteados uno con otro por un conductor de puesta a tierra del equipo o mediante una barra de puesta a tierra cuyas dimensiones deben ser las establecidas en la Tabla 250-95. Todas las terminales de puesta a tierra del equipo deben conectarse en la barra de puesta a tierra, que debe estar instalada a todo lo largo de las secciones o a una terminal de tierra en un punto situado en una sección de las que conforman el CCM.

430-97. Barras principales y conductores

a) Soportes y arreglo. Las barras conductoras deben protegerse contra daño físico y mecánico mediante un sistema de sujeción firme, distintos de los requeridos para interconexiones y cables de control. Sólo aquellos conductores que son instalados para terminar en una sección vertical deben estar localizados en esa sección del CCM.

Excepción: Los conductores pueden instalarse a lo largo del CCM y en sus secciones verticales cuando estos conductores se coloquen con barreras de aislamiento que lo separen de las barras conductoras.

b) Arreglo de las fases. En un sistema de tres hilos el arreglo de las fases debe ser A,B,C, visto del frente hacia atrás, de arriba hacia abajo o de izquierda a derecha.

Excepción: Se permite un arreglo de fases de C, B, A, en los CCM de doble frente (montaje frontal y posterior), pero debe identificarse y marcarse adecuadamente este arreglo en el gabinete.

c) Espacios mínimos para cableados. El espacio mínimo en las terminales del CCM debe estar de acuerdo con lo indicado en el Artículo 373.

d) Espaciamiento. La distancia entre las barras espaciadores del CCM y sus partes metálicas no debe ser menor que las distancias indicadas en la tabla 430-97.

e) Barreras. En las alimentaciones a los CCM se deben colocar barreras que aislen las barras de servicio y sus terminales de los demás elementos del CCM.

TABLA 430-97.- Distancias mínimas entre barras y partes metálicas

Tension involucrada V	Entre partes vivas de polaridad opuesta		Entre partes vivas y partes metálicas de puesta a tierra a través del aire y sobre la superficie mm
	Sobre la superficie Mm	A través del aire mm	
No mayor a 127	19	12	12
No mayor a 250	31	19	12
No mayor a 600	51	25	25

430-98. Marcado

a) **CCM.** Los CCM deben estar marcados de acuerdo con lo señalado en 110-21. Dicho marcado debe ser plenamente visible después de la instalación, y debe incluir el valor de la capacidad de las barras conductoras y el valor de la corriente de cortocircuito para lo que fue diseñado. Véase 110-2.

b) **Unidades de control de motores.** Cada controlador instalado en una sección del CCM debe cumplir con lo indicado en 430-8.

430-34. Selección del relevador de sobrecarga. Cuando el relevador de sobrecarga se selecciona de acuerdo con lo especificado en 430-32(a)(1) y (c)(1) y no sea suficiente para soportar la carga aplicada, se permite utilizar el relevador inmediato superior, siempre que su corriente eléctrica de disparo no exceda los por cientos de la corriente del motor operando a plena carga indicados a continuación:

- Motores con factor de servicio indicado no menor a 1,15 140%
- Motores con indicación de elevación de temperatura no mayor a 40 °C 140%
- Todos los demás motores 130%

Si no se tiene alguna derivación durante el arranque, como se indica en 430-35, el dispositivo de protección contra sobrecarga debe tener el suficiente retardo de tiempo para que permita al motor arrancar y acelerar su carga.

NOTA: Un relevador de sobrecarga clase 20 o 30 da un tiempo de aceleración al motor, mayor que uno de clase 10 o 20. El empleo de un relevador de sobrecarga de clase mayor evita la necesidad de seleccionar un dispositivo de corriente de disparo mayor

TABLA 430-7(b).- Letras de código para rotor bloqueado

Letra de código	kVA por kW a rotor bloqueado	KVA por CP a rotor bloqueado
A	0,00 -- 2,34	0,00 -- 3,14
B	2,35 -- 2,64	3,15 -- 3,54
C	2,65 -- 2,98	3,55 -- 3,99
D	2,99 -- 3,35	4,00 -- 4,49
E	3,36 -- 3,72	4,50 -- 4,99
F	3,73 -- 4,17	5,00 -- 5,59
G	4,18 -- 4,69	5,60 -- 6,29
H	4,70 -- 2,29	6,30 -- 7,09
J	5,30 -- 5,96	7,10 -- 7,99
K	5,97 -- 6,70	8,00 -- 8,99
L	6,71 -- 7,45	9,00 -- 9,99
M	7,46 -- 8,35	10,00 -- 11,19
N	8,35 -- 9,31	11,20 -- 12,49
P	9,32 -- 10,43	12,50 -- 13,99
R	10,44 -- 11,93	14,00 -- 15,99
S	11,94 -- 13,42	16,00 -- 17,99
T	13,43 -- 14,91	18,00 -- 19,99
U	14,92 -- 16,70	20,00 -- 22,39
V	16,71 -- y más	22,40 -- y más

TABLA 310-16.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C.

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)					
mm ²	AWG o kcmil	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		TIPOS TW*, TWD*, CCE TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT, USE	TIPOS MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2 FEP*, FEPB*	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHW-2, XHHW*, XHHW-2, DRS
		Cobre			Aluminio		
0,824	18	---	---	14	---	---	-
1,31	16	---	---	18	---	---	-
2,08	14	20*	20*	25*	---	---	-
3,31	12	25*	25*	30*	---	---	-
5,26	10	30	35*	40*	---	---	-
8,37	8	40	50	55	---	---	-
13,3	6	55	65	75	40	50	60
21,2	4	70	85	95	55	65	75
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	190	230	255
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	355	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	310	375	420
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	450
458	900	435	520	585	355	425	480
507	1 000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	520	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1010	2000	560	665	750	470	560	630
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes						
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	
56-60	0,58	0,71	0,58	0,71	
61-70	0,33	0,58	0,33	0,58	
71-80	0,41	0,41	

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 A para 2,08 mm²(14 AWG); 20 A para 3,31 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

| Véase Sección 310-15

TABLA 310-17.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible para cables monoconductores aislados de 0 a 2 000 V nominales, al aire libre y a temperatura ambiente de 30 °C.

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (ver tabla 310-13)					
mm ²	AWG o kcmil	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		TIPOS TW*	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS*, THWN*, XHHW*, USE	TIPOS MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THW-LS*, THWN-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2 FEP*, FEPB*	TIPOS UF	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHH*, RHW-2, XHHW*, XHHW-2
Cobre				Aluminio			
0,824	18	---	18
1,31	16	---	24
2,08	14	25*	30*	35*
3,31	12	30*	35*	40*
5,26	10	40	50*	55*
8,37	8	60	70	80
13,3	6	80	95	105	60	75	80
21,2	4	105	125	140	80	100	110
26,7	3	120	145	165	95	115	130
33,6	2	140	170	190	110	135	150
42,4	1	165	195	220	130	155	175
53,5	1/0	195	230	260	150	180	205
67,4	2/0	225	265	300	175	210	235
85,0	3/0	260	310	350	200	240	275
107	4/0	300	360	405	235	280	315
127	250	340	405	455	265	315	355
152	300	375	445	505	290	350	395
177	350	420	505	570	330	395	445
203	400	455	545	615	355	425	480
253	500	515	620	700	405	485	545
304	600	575	690	780	455	540	615
355	700	630	755	855	500	595	675
380	750	655	785	885	515	620	700
405	800	680	815	920	535	645	725
456	900	730	870	985	580	700	785
507	1 000	780	935	1 055	625	750	845
633	1 250	890	1 065	1 200	710	855	960
760	1 500	980	1 175	1 325	795	950	1 075
887	1 750	1 070	1 280	1 445	875	1 050	1 185
1 010	2 000	1 155	1 385	1 560	960	1 150	1 335
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.						
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	
56-60	0,58	0,71	0,58	0,71	
61-70	0,33	0,58	0,33	0,58	
71-80	0,41	0,41	

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (), no debe superar 15 A para 2,08 mm² (14 AWG); 20 A para 3,31 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Véase Sección 310-15

TABLA 310-18.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores aislados individuales de 0 a 2 000 V, de 150 °C a 250 °C, en canalizaciones o cable, al aire, para una temperatura ambiente de 40 °C.

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor. Véase tabla 310-13			
mm ²	AWG o kcmil	150 °C	200 °C	250 °C	150 °C
		TIPO Z, SF	TIPOS FEP, FEPB, SF	TIPOS PFAH, TFE	TIPO Z
		Cobre		Níquel o níquel recubierto de cobre	Aluminio
2,08	14	34	36	39	----
3,31	12	43	45	54	----
5,26	10	55	60	73	----
8,37	8	76	83	93	----
13,3	6	96	110	117	75
21,2	4	120	125	148	94
26,7	3	143	152	166	109
33,6	2	160	171	191	124
42,4	1	186	197	215	145
53,5	1/0	215	229	244	169
67,4	2/0	251	260	273	198
85,0	3/0	288	297	308	227
107	4/0	332	346	361	260
FACTORES DE CORRECCIÓN					
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambiente distintas de 40 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.				
41-50	0,95	<u>0,97</u>	0,98	0,95	0,95
51-60	0,90	<u>0,94</u>	0,95	0,90	0,90
61-70	0,85	<u>0,90</u>	0,93	0,85	0,85
71-80	0,80	<u>0,87</u>	0,90	0,80	0,80
81-90	0,74	<u>0,83</u>	0,87	0,74	0,74
91-100	0,67	<u>0,79</u>	0,85	0,67	0,67
101-120	0,52	<u>0,71</u>	0,79	0,52	0,52
121-140	0,30	<u>0,61</u>	0,72	0,30	0,30
141-160	----	<u>0,50</u>	0,65	----	----
161-180	----	<u>0,35</u>	0,58	----	----
181-200	----	----	0,49	----	----
201-225	----	----	0,35	----	----

TABLA 310-19.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible para cables monoconductores aislados de 0 a 2000 V, de 150 °C a 250 °C, al aire libre, para una temperatura ambiente de 40 °C.

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor. Véase tabla 310-13			
mm ²	AWG o kcmil	150 °C	200 °C	250 °C	150 °C
		TIPO Z, SF	TIPOS FEP, FEPB, SF	TIPOS PFAH, TFE	TIPO Z
		Cobre		Níquel o cobre recubierto de níquel	Aluminio
2,08	14	46	54	59	---
3,31	12	60	68	78	---
5,26	10	80	90	107	---
8,37	8	106	124	142	---
13,3	6	155	165	205	112
21,2	4	190	220	278	148
26,7	3	214	252	327	170
33,6	2	255	293	381	198
42,4	1	293	344	440	228
53,5	1/0	339	399	532	263
67,4	2/0	390	467	591	305
85,0	3/0	451	546	708	351
107	4/0	529	629	830	411
FACTORES DE CORRECCIÓN					
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambiente distintas de 40 °C, multiplicar las anteriores capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes				
41-50	0,95	0,97	0,98	0,95	0,95
51-60	0,90	0,94	0,95	0,90	0,90
61-70	0,85	0,90	0,93	0,85	0,85
71-80	0,80	0,87	0,90	0,80	0,80
81-90	0,74	0,83	0,87	0,74	0,74
91-100	0,67	0,79	0,85	0,67	0,67
101-120	0,52	0,71	0,79	0,52	0,52
121-140	0,30	0,61	0,72	0,30	0,30
141-160	---	0,50	0,65	---	---
161-180	---	0,35	0,58	---	---
181-200	---	---	0,49	---	---
201-225	---	---	0,35	---	---

Véase Sección 310-15

TABLA 310-15(g).- Factores de ajuste para mas de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable

Número de conductores portadores de corriente	Por ciento de valor de las tablas ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

Quando los conductores y los cables multiconductores vayan juntos una distancia de más de 0,60 m sin mantener la separación y no vayan instalados en canalizaciones, las capacidades de conducción de corriente de cada conductor se deben reducir como se indica en la tabla anterior.

TABLA 310-13.- Conductores - Aislamientos y usos

Nombre genérico	Tipo	Temp máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Tamaño o Designación		Espesor nominal de aislamiento mm		Cubierta exterior ⁽¹⁾
					mm ²	AWG o kcmil			
Etileno Propileno Fluorado	FEP o FEPB	90	Lugares secos o húmedos	Etileno Propileno Fluorado	2,08 -5,26	14 - 10	0,51		Ninguna
					8,37-33,6	8 - 2	0,76		
	200	Lugares secos aplicaciones especiales ⁽²⁾	Etileno Propileno Fluorado	2,08-8,37	14 - 8	0,36		Malla de fibra de vidrio	
				13,3-33,6	6 - 2	0,36		Malla de material adecuado	
Aislamiento Mineral (con cubierta metálica)	MI	90	Lugares secos o húmedos	Óxido de magnesio	0,824-1,31 ⁽³⁾	18 -16 ⁽³⁾	0,58		Cobre o aleación de acero
					1,31 - 5,26	16 - 10	0,91		
		200	Lugares secos Aplicaciones especiales ⁽²⁾		6,63 - 21,2	9 - 4	1,27		
					26,7 - 253	3 - 500	1,40		
Termoplástico o resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	MTW	60	Alambrado de máquinas herramienta en lugares mojados (véase Art. 670)	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	0,325 - 3,31	22 -12	(A) 0,76	(B) 0,38	(A) Ninguna
					5,26	10	0,76	0,51	
					8,37	8	1,14	0,76	
					13,3	6	1,52	0,76	
		90	Alambrado de máquinas herramienta en lugares secos (véase el Artículo 670)		21,2 -33,6	4 -2	1,52	1,02	(B) Cubierta de nylon o equivalente
					42,4 -107	1 - 4/0	2,03	1,27	
					127 -253	250 -500	2,41	1,52	
					304 -507	600 -1 000	2,79	1,78	
Perfluoroalcoxi	PFAH	250	Sólo para lugares secos. Sólo para cables dentro de artefactos o de canalizaciones conectadas a artefactos (sólo de níquel o de cobre recubierto de níquel)	Perfluoroalcoxi	2,08 - 5,26	14 - 10	0,51		Ninguno
					8,37 - 33,6	8 - 2	0,76		
					42,4 - 107	1 - 4/0	1,14		
Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor	RHH	90	Lugares secos o húmedos	Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y a la flama	2,08 -5,26	14 -10	1,14		Cubierta no metálica resistente a la humedad y a la propagación de la flama ⁽¹⁾
					8,37 -33,6	8 -2	1,52		
					42,4 -107	1 - 4/0	2,03		
					127 -253	250 -500	2,41		
					304 -507	600 -1 000	2,79		
Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor	RHW ⁽⁵⁾	75	Lugares secos o mojados	Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor, a la humedad y a la flama	2,08 -5,26	14 -10	1,14		Cubierta no metálica resistente a la humedad y a la propagación de la flama ⁽¹⁾
					8,37 -33,6	8 -2	1,52		
					42,4-107	1 - 4/0	2,03		
					127 -253	250 -500	2,41		
					304 -507	600 -1 000	2,79		
					557 -1010	1100-2000	3,18		

Silicón - FV	SF	150	Lugares secos y húmedos	Hule Silicón	<u>2,08 -5,26</u>	<u>14-10</u>	0,76	Malla de fibra de vidrio o material equivalente
		200	En aplicaciones donde existan condiciones de alta temperatura ⁽²⁾		8,37 -33,6	8 -2	1,52	
Polímero sintético resistente al calor	SIS	90	Alambrado de tableros de distribución	Polímero sintético de cadena cruzada resistente al calor	2,08 -5,26	14 -10	0,76	Ninguna
					8,37	8	1,14	
Termoplástico o para tableros	TT	75	Alambrado de tableros de distribución	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio y de emisión reducida de humos y gas ácido	0,519 -3,31	20 -12	0,76	Ninguna
Politetrafluoroetileno extendido	TFE	250	Sólo lugares secos. Sólo para cables dentro de artefactos o dentro de canalizaciones conectadas a artefactos, o como alambrado a la vista (sólo de níquel o cobre recubierto de níquel).	Politetrafluoroetileno extruído	<u>2,08 -5,26</u>	<u>14-10</u>	<u>0,51</u>	Ninguno
					8,37 -33,6	8 -2	0,76	
					<u>42,4 -107</u>	<u>1 - 4/0</u>	<u>1,14</u>	
Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	TW	60	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	<u>2,08-5,26</u>	14 -10	0,76	Ninguna
					8,37	8	1,14	
					<u>13,3 -33,6</u>	6 -2	1,52	
Cable plano termoplástico o resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.	TWD	60	Lugares <u>visibles</u> , secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	0,519 -1,31	20 -16	0,64	Ninguna
					2,08 -5,26	14 -10	<u>0,76</u>	
Termoplástico o resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	THW ⁽⁵⁾	75	Lugares secos y mojados Para la <u>alimentación de equipos de iluminación por descarga eléctrica véase Artículo 410-31</u>	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	2,08 -5,26	14 -10	0,76	Ninguna
					8,37	8	1,14	
					13,3 -33,6	6 -2	1,52	
					42,4 -107	1 - 4/0	2,03	
					127 -253	<u>250-500</u>	2,41	
					304 -507	600 -1 000	2,79	

Termoplástico o resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido	THW - LS ⁽⁴⁾	75	Lugares secos y mojados.	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido.	2,08-5,26	14 -10	0,76	Ninguna
		90	Para la alimentación de equipos de iluminación por descarga eléctrica véase Artículo 410-31		8,37	8	1,14	
					13,3-33,6	6 -2	1,52	
					42,4-107	1 - 4/0	2,03	
					127-253	250 -500	2,41	
				304-507	600 -1 000	2,79		
Termoplástico o resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios	THHW	75	Lugares secos y mojados.	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios.	2,08-5,26	14 -10	0,76	Ninguna
		90	Lugares secos		8,37	8	1,14	
			Para la alimentación de equipos de iluminación por descarga eléctrica véase Artículo 410-31		13,3 -33,6	6 -2	1,52	
				42,4-107	1 - 4/0	2,03		
				127-253	250 -500	2,41		
				304-507	600 -1 000	2,79		
Termoplástico o resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido	THHW-LS ⁽⁴⁾	75	Lugares mojados.	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido	2,08 -5,26	14 -10	0,76	Ninguna
		90	Lugares secos		8,37	8	1,14	
				13,3 -33,6	6 -2	1,52		
				42,4 -107	1 - 4/0	2,03		
				127 -253	250 -500	2,41		
				304 -507	600 -1 000	2,79		
Termoplástico o con cubierta de nylon, resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	THWN	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico con cubierta de nylon, resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	2,08 -3,31	14 -12	0,38	Cubierta de nylon o equivalente
					5,26	10	0,51	
					8,37 -13,3	8 - 6	0,76	
					21,2 -33,6	4 -2	1,02	
					42,4 -107	1 - 4/0	1,27	
				127 -253	250 -500	1,52		
				304 -507	600 -1 000	1,78		
Termoplástico o con cubierta de nylon, resistente al calor y a la propagación de la flama	THHN	90	Lugares secos	Termoplástico con cubierta de nylon, resistente al calor y a la propagación de la flama	2,08 -3,31	14 -12	0,38	Cubierta de nylon o equivalente
					5,26	10	0,51	
					8,37 -13,3	8 - 6	0,76	
					21,2 -33,6	4 -2	1,02	
					42,4 -107	1 - 4/0	1,27	
				127 -253	250 -500	1,52		
				304 -507	600-1 000	1,78		
Cable plano para acometida aérea y sistemas fotovoltaicos	TWD-UV	60	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la intemperie y a la propagación de incendio.	3,31 -5,26	12 - 10	1,20	Ninguna
					8,37 - 13,3	8- 6	1,58	

TABLA 300-5.- Profundidad bajo tierra mínima para sistemas de 600 V nominales o menos (cm)

Lugar o método de alambrado o circuito	Método de alambrado o circuito				
	1 Cable directamente enterrado	2 Tubo (<i>conduit</i>) metálico tipo pesado o semipesado	3 Canalización no metálica aprobada para enterrarse directamente sin ahogar en concreto u otra canalización aprobada para tal uso	4 Circuitos derivados residenciales hasta 127 V con protección ICFT y protección de sobrecorriente máxima de 20 A	5 Circuito de control para riego e iluminación exterior limitado a 30 V e instalado con cable tipo UF u otros cables o canalizaciones
Todas las condiciones no especificadas abajo	60	15	45	30	15
En zanjas protegidos por concreto de 5 cm de espesor o equivalente	45	15	30	15	15
Bajo edificios	0 (sólo en canalizaciones)	0	0	0 (sólo en canalizaciones)	0 (sólo en canalizaciones)
Bajo banqueta de concreto con espesor mínimo de 10 cm, extendiéndose 15 cm mínimo más allá de la instalación subterránea	45	10	10	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)
Bajo arroyo	60	60	60	60	60
En entradas y estacionamientos para viviendas unifamiliares	45	45	45	30	45
En aeropuertos, en pistas y lugares adyacentes en donde se prohíba el paso	45	45	45	45	45

La profundidad bajo tierra se define como la distancia más corta medida entre la superficie de cualquier conductor, cable, tubo u otras canalizaciones directamente enterrados y la superficie de la tierra, cubierta de concreto u otra cubierta similar.

1. Las canalizaciones aprobadas para ser enterradas solamente cuando están ahogadas en concreto, deben tener un recubrimiento de concreto de espesor no menor de 5 cm.
2. Cuando se requiera subir cables para realizar terminales o empalmes o donde se requiera acceso, se permiten menores profundidades.
3. Cuando uno de los métodos de alambrado indicados en las columnas 1 a 3 esté combinado con uno de los tipos de circuito de las columnas 4 y 5, se permite utilizar la menor profundidad indicada.
4. Cuando sea terreno rocoso, todas las instalaciones deben realizarse en tubo (*conduit*) metálico o no metálico permitidos para instalarse directamente enterrados. Las canalizaciones deben instalarse ahogadas en concreto con un espesor no menor de 5 cm.

b) Puesta a tierra. Todas las instalaciones subterráneas deben estar conectadas a tierra de acuerdo con lo indicado en el Artículo 250.

c) Cables subterráneos bajo edificios. Los cables subterráneos instalados bajo un edificio deben colocarse en una canalización que se prolongue más allá de las paredes exteriores del edificio.

d) Protección contra daños. Los cables directamente enterrados y los que salgan de instalaciones subterráneas deben protegerse con canalizaciones que se extiendan desde la profundidad mínima requerida en la Tabla 300-5 hasta 2,50 m sobre el nivel de piso terminado. En ningún caso se requiere que la protección exceda 45 cm por debajo del nivel de piso.

Los conductores que entran a un edificio deben protegerse hasta el punto de entrada.

Cuando la canalización esté expuesta a daño físico, los conductores deben estar instalados en tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado, tipo pesado, cédula 80 o equivalentes.

e) Empalmes y derivaciones. Se permite hacer empalmes o derivaciones en cables directamente enterrados, sin utilizar cajas de empalme. Los empalmes o derivaciones deben realizarse de acuerdo con lo indicado en 110-14 (b).

f) Rellenos. No deben usarse rellenos que puedan dañar la canalización, los cables u otras subestructuras o impedir la compactación adecuada del mismo o contribuir a la corrosión de los elementos de la instalación, tales como relleno que contenga rocas grandes, materiales de pavimento, escorias, materiales grandes y con ángulos agudos o material corrosivo.

Cuando sea necesario proteger a la canalización o al cable contra daño físico, la protección debe proporcionarse por medio de rellenos de materiales granulados o seleccionados, cubiertas adecuadas, mangas apropiadas u otros medios aprobados.

g) Sellado de canalización. El tubo (*conduit*) o canalizaciones por las cuales pudiera hacer contacto la humedad con partes vivas energizadas, deben sellarse en uno o ambos extremos.

Cuando se tenga la presencia de gases o vapores peligrosos se debe sellar el tubo (*conduit*) o las canalizaciones subterráneas que entren a los edificios.

h) Boquillas. Al final de la canalización o tubo (*conduit*) debe usarse una boquilla o accesorio terminal, cuando los cables surjan de un método de alambrado con instalación directamente enterrada. Se permite el uso de un sello que proporcione las mismas características físicas de protección, en lugar de la boquilla.

i) Conductores del mismo circuito. Todos los conductores del mismo circuito y cuando se requieran el conductor puesto a tierra y todos los conductores de puesta a tierra del equipo, deben instalarse en una misma canalización o cuando vayan en una trinchera, próximos unos de otros.

Excepción 1: Cuando se tengan varios conductores en paralelo por fase, pueden ir en distintas canalizaciones si cada una contiene a todos los conductores del mismo circuito incluyendo los conductores de puesta a tierra.

Excepción 2: Se permiten instalaciones de fases separadas en canalizaciones no metálicas cercanas cuando se tengan los conductores en paralelo como se permite en 310-4 y si se cumplen las condiciones de 300-20.

j) Asentamiento del terreno. Cuando las canalizaciones o cables directamente enterrados estén sujetos a asentamiento por movimientos de terreno, los conductores o el equipo conectado a las canalizaciones deben protegerse para prevenir daños.

NOTA: Esta Sección reconoce algunos de los métodos considerados para la protección de los conductores contra asentamientos, como pueden ser las vueltas en "S" en transiciones de cables directamente enterrados a canalizaciones, las juntas de expansión en subidas de tubos a equipo fijo y en general conexiones flexibles a equipo.

			Véase el Artículo 690					
Cable mono-conductor para acometida subterránea	BTC	90	Lugares secos y mojados Acometida subterránea. Véase el Artículo 338	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	15-35		1,60	Ninguna
Cable mono-conductor y multi-conductor para acometida subterránea	DRS	90	Lugares secos y mojados Entrada de acometida subterránea. Véase Art. 338	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	21,2 - 33,6 53,5-107 177	4 - 2 1/0 - 4/0 350	1,58 1,98 2,39	Ninguna
Cable para acometida aérea	CCE	60	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea Véase el Artículo 338	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	3,31 - 8,36 13,3 - 21,2	12 - 8 6 - 4	1,2 1,6	Termo-plástico resistente a la humedad y a la intemperie
Cable para acometida aérea	BM - AL	75	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea. Véase Art. 338 o distribución aérea en baja tensión	Termo-plástico resistente a la humedad y a la intemperie	5,26 - 33,6	10 - 2	1,14	Ninguna
Cable para acometida subterránea un solo conductor	USE ⁽¹⁾	75	Ver Artículo 338	Resistente al calor y la humedad	2,08 - 5,26 8,37 - 33,6 42,4 - 107 108 - 253 279 - 507	14 - 10 8 - 2 1 - 4/0 213 - 500 550 - 1 000	1,14 1,52 2,03 2,41 2,79	Cubierta no metálica resistente a la humedad
Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad y al calor	XHHW ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	90	Lugares secos y húmedos	Polímero sintético, de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama.	2,08 - 5,26 8,37 - 33,6 42,4 - 107 127 - 253	14 - 10 8 - 2 1 - 4/0 250 - 500	0,76 1,14 1,4 1,65	Ninguna
		75	Lugares mojados		304-507 600-1 000	2,03		
Tetrafluoroetileno modificado con etileno	Z	90	Lugares secos y mojados	Tetrafluoroetileno modificado con etileno	2,08 - 3,31 5,26 8,37 - 21,2 33,7 - 42,4 53,5 - 107	14 - 12 10 8 - 4 2 - 1 1/0 - 4/0	0,38 0,51 0,64 0,89 1,14	Ninguna
		150	Lugares secos, aplicaciones especiales ⁽²⁾					

Notas a la tabla 310-13:

1. Algunos aislamientos no requieren de cubierta exterior.
2. Cuando las condiciones de diseño requieren temperaturas máximas de operación del conductor de más de 90 °C.

3. Para circuitos de señalización que permiten aislamiento de 300 V.

4. Los cables tipo THW-LS y THHW-LS, cubren los requerimientos de no propagación de incendio, de emisión reducida de humos y de gas ácido, de acuerdo con las normas nacionales. Otros tipos de cables que lleven el sufijo "LS" deben cumplir con las mismas pruebas. Por ejemplo XHHW-LS.

5. Se permite que los tipos de cables para utilizarse en temperaturas de operación 90 °C en lugares secos y mojados, se marquen con el sufijo "-2". Por ejemplo: THW-2, XHHW-2, RHW-2, etc.

6. Cuando se empleen tipos de cables sin contenido de halógenos, pueden marcarse: LS - 0H.

TABLA 250-95.- Tamaño nominal mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. Sin exceder de:	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	(A)	Cable de cobre
15	2,08 (14)	---
20	3,31 (12)	---
30	5,26 (10)	---
40	5,26 (10)	---
60	5,26 (10)	---
100	8,37 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,2 (4)
300	21,2 (4)	33,6 (2)
400	33,6 (2)	42,4 (1)
500	33,6 (2)	53,5 (1/0)
600	42,4 (1)	67,4 (2/0)
800	53,5 (1/0)	85,0 (3/0)
1 000	67,4 (2/0)	107 (4/0)
1 200	85,0 (3/0)	127 (250)
1 600	107 (4/0)	177 (350)
2 000	127 (250)	203 (400)
2 500	177 (350)	304 (600)
3 000	203 (400)	304 (600)
4 000	253 (500)	405 (800)
5 000	354,7 (700)	608 (1 200)
6 000	405 (800)	608 (1 200)

Véase limitaciones a la instalación en 250-92(a)
Nota: Para cumplir lo establecido en 250-51, los conductores de tierra de los equipos podrán ser de mayor tamaño que lo especificado en este Tabla.

TABLA 250- 94.- Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a.

Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo mm ² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de tierra mm ² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33,6 (2) o menor	53,5 (1/0) o menor	8,37 (8)	13,3 (6)
42,4 o 53,5 (1 o 1/0)	67,4 o 85,0 (2/0 o 3/0)	13,3 (6)	21,2 (4)
67,4 o 85,0 (2/0 o 3/0)	4/0 o 250 kcmil	21,2 (4)	33,6 (2)
Más de 85,0 a 177 (3/0 a 350)	Más de 127 a 253 (250 a 500)	33,6 (2)	53,5 (1/0)
Más de 177 a 304,0 (350 a 600)	Más de 253 a 456 (500 a 900)	53,5 (1/0)	85,0 (3/0)
Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)	Más de 456 a 887 (900 a 1750)	67,4 (2/0)	107 (4/0)
Más de 557,38 (1100)	Más de 887 (1750)	85,0 (3/0)	127 (250)

ARTÍCULO 230 - ACOMETIDAS

230-1. Alcance. Este Artículo cubre a los conductores y equipos de acometida, dispositivos para el control, medición y protección de las acometidas así como de los requisitos para su instalación.

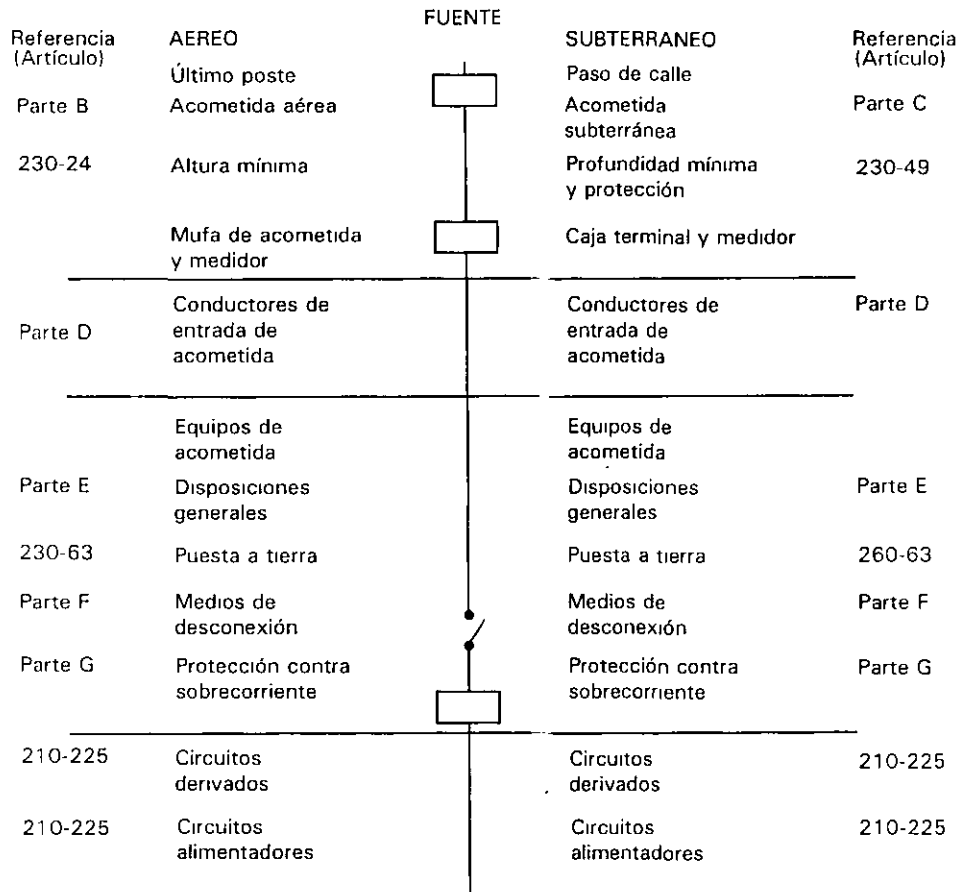


FIGURA 230-1.- Acometidas

A. Disposiciones generales

230-2. Número de acometidas

a) **Número.** Un edificio u otra estructura a la que se suministre energía eléctrica debe tener sólo una acometida.

Excepción 1: Cuando se requiera una acometida independiente para bombas contra incendios.

Excepción 2: Para sistemas eléctricos de emergencia, de reserva legalmente obligatorios, de reserva opcionales o sistemas generadores en paralelo, que requieran una acometida independiente.

Excepción 3: En edificios con ocupación múltiple. Por permiso especial, en edificios con ocupación múltiple cuando no haya espacio suficiente para equipo de acometida accesible a todos ellos.

Excepción 4: Por capacidad. Se permiten dos o más acometidas:

a. Cuando se requiera una capacidad de más de 2 000 A, a una tensión eléctrica de alimentación de 600 V o menos; o

b. Cuando los requisitos de carga de una instalación monofásica sean superiores a los que la compañía eléctrica suministra normalmente a través de una sola acometida, o

c. por permiso especial.

Excepción 5: Edificios de gran superficie. Por permiso especial, en un solo edificio u otra estructura suficientemente grande como para necesitar dos o más acometidas.

Excepción 6: Para distintas características, por ejemplo distintas tensiones eléctricas, frecuencias o fases o para distintos usos, por ejemplo distintas tarifas.

Excepción 7: Exclusivamente para lo establecido en 230-40, Excepción 2, los grupos de conductores subterráneos de tamaño nominal de 53,5 mm² (1/0 AWG) o mayor y que se encuentren interconectados en el lado de la alimentación, no en el de la carga.

Excepción 8: Las partes de un edificio que tengan entrada independiente por la calle y que no se comuniquen interiormente con el resto del edificio, pueden considerarse edificios separados, y por lo tanto, abastecerse con diferentes acometidas.

b) **Identificación.** Cuando un edificio o estructura esté alimentado por más de una acometida o por una combinación de circuitos derivados, alimentadores y acometidas, se debe instalar una placa o un directorio permanente en cada lugar de conexión de acometida, identificando todas las demás acometidas, los alimentadores y los circuitos derivados que alimenten al inmueble o estructura y el área cubierta por cada uno de ellos. Véase 225-8(d).

230-3. Un edificio u otra estructura no debe estar alimentado desde otro. Los conductores de acometida de un edificio u otra estructura no deben pasar a través del interior de otro edificio o estructura.

230-6. Conductores considerados fuera del edificio. Se debe considerar que los conductores están fuera de un inmueble u otra estructura en cualquiera de las siguientes circunstancias:

- (1) si están instalados no menos de 50 mm de concreto por debajo del inmueble u otra estructura;
- (2) si están instalados en un edificio u otra estructura en una canalización empotrada no menos de 50 mm de concreto o tabique, o
- (3) si están instalados en una bóveda de transformadores que cumpla los requisitos del Artículo 450, Parte C.

230-7. Otros conductores en canalizaciones o cables. Los conductores que no sean los de acometida no se deben instalar en la misma canalización ni en el cable que los de la acometida.

Excepción 1: Conductores de puesta a tierra y puentes de unión.

Excepción 2: Conductores de equipo de control de carga que tenga protección contra sobrecorriente.

230-8. Sellado de las canalizaciones. Cuando una canalización de acometida entra desde un sistema de distribución subterránea, se debe sellar según 300-5. También se deben sellar las canalizaciones de reserva o no utilizadas. Los selladores deben estar identificados para utilizarse con el aislamiento, blindaje u otros componentes.

230-9. Separación con puertas, ventanas y similares. Los conductores de acometida instalados como conductores expuestos o cables multiconductores sin cubierta exterior, deben tener una separación mínima de 90 cm de las ventanas que se puedan abrir, puertas, porches, balcones, escaleras, peldaños, salidas de emergencia o similares.

Excepción: Se permite que los conductores que pasen por encima de la parte superior de una ventana estén a menos de los 90 cm exigidos anteriormente.

No se deben instalar conductores de acometida aérea por abajo de claros a través de los que puedan pasar materiales, como claros en granjas y en edificios comerciales, y no se deben instalar en donde obstruyan dichos claros.

Tabla 430-152.- Valor nominal máximo o ajuste para el dispositivo de protección contra cortocircuito y falla a tierra del circuito derivado del motor

Por ciento de la corriente eléctrica a plena carga				
Tipo de motor	Fusible sin retardo de tiempo**	Fusible de dos elementos** (con retardo de tiempo)	Interruptor automático de disparo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso*
Motores monofásicos	300	175	800	250
Motores de CA, polifásicos, que no sean de rotor devanado				
Jaula de ardilla	300	175	800	250
Otros que no sean diseño E	300	175	1 100	250
Diseño E				
Motores síncronos +	300	175	800	250
Rotor devanado	150	150	800	250
c c (tensión eléctrica constante)	150	150	250	150

Para ciertas excepciones a los valores especificados, véase 430-52 hasta 430-54.

* Los valores dados en la última columna comprenden también las capacidades de los tipos no ajustables de tiempo inverso, los cuales pueden modificarse como se indica en 430-52.

** Los valores en la columna para fusible sin retardo de tiempo aplican para fusibles Clase CC con retardo de tiempo.

+ Los motores síncronos de bajo par de arranque y baja velocidad (comúnmente 450 RPM o menos), como son los empleados para accionar compresores recíprocos, bombas, etc., que arrancan en vacío, no requieren una capacidad de fusible o un ajuste mayor a 200% de la corriente eléctrica a plena carga.

B. Protección de sobrecarga de los motores y de sus circuitos derivados

430-31. Disposiciones generales. Las disposiciones de la Parte C especifican los dispositivos de sobrecarga destinados a proteger a los motores, a los aparatos para el control de los mismos y a los conductores de los circuitos derivados que los alimentan, contra el calentamiento excesivo debido a sobrecargas y fallas en el arranque.

Una sobrecarga de un aparato eléctrico origina una sobrecorriente que, si persiste por un tiempo prolongado, puede dañar o calentar peligrosamente el aparato. Esto no incluye a los cortocircuitos ni a las fallas a tierra.

NOTA: para el caso de bombas para equipos contra incendio, véase 695.

Los requisitos de esta Sección no son aplicables a circuitos de motores que operen en tensiones eléctricas nominales mayores de 600 V. Véase Parte J.

430-32. Motores de servicio continuo

a) **De más de 746 W (1 CP).** Cada motor de servicio continuo de más de 746 W (1 CP) debe protegerse contra sobrecarga por uno de los medios siguientes:

- 1) Un dispositivo separado de sobrecarga que sea sensible a la corriente eléctrica del motor. La corriente eléctrica nominal o de disparo de este dispositivo no debe ser mayor que los por cientos de la corriente de placa a plena carga del motor, como sigue:
 - Motores con factor de servicio indicado no menor a 1,15 125%
 - Motores con indicación de elevación de temperatura no mayor a 40 °C 125%
 - Todos los demás motores 115%

Este valor puede ser modificado según lo permitido por la Sección 430-34.

Para un motor de varias velocidades, cada conexión del devanado debe ser considerada por separado.

Cuando el dispositivo de sobrecarga separado del motor esté conectado de manera que no conduzca la corriente eléctrica total indicada en la placa de características del motor, tal como es el caso de arranque en estrella-delta, se debe indicar en el equipo el valor de ajuste apropiado de disparo del dispositivo de protección o debe considerarse la tabla que el fabricante proporcione para su selección.

NOTA: Cuando se utilizan capacitores para corregir el factor de potencia, y son instalados en el lado de la carga, entre el motor y el dispositivo de sobrecarga, véase 460-9.

2) Una protección térmica integrada al motor y aprobada para este uso con el motor que protege, debe prevenir los daños por sobrecalentamiento del motor, así como por fallas en el arranque. La corriente eléctrica de disparo de la protección térmica del motor no debe exceder de los siguientes valores en por ciento sobre los valores de corriente eléctrica a plena carga de los motores que se indican en las Tablas 430-148 y 430-150:

- Motor a carga plena cuya corriente eléctrica sea menor 9 A 170%
- Motor a carga plena con corriente eléctrica de operación entre 9,1 A y 20 A 156%
- Motor a carga plena con corriente eléctrica de operación mayor a 20 A 140%

Si el dispositivo de interrupción de corriente se encuentra separado del motor y el circuito de control es operado por la protección integral del motor, debe estar arreglado en forma tal que cuando abra la protección del motor, también abra el circuito de control.

3) Se permite un dispositivo de protección integrado al motor de tal forma que lo proteja contra daños en una falla de arranque, siempre y cuando el motor sea parte integrante de un ensamble aprobado que normalmente no sujete al motor a sobrecargas.

4) En motores mayores a 1 120 kW (1 500 CP) se requiere de un dispositivo de protección con sensores de temperatura, en contacto con el devanado, que provoquen una interrupción de la corriente eléctrica al motor, cuando se presente un incremento mayor al que se indica en la placa del motor, sobre un ambiente de 40 °C.

b) Motores de 746 W (1 CP) y menores, con arranque no automático

1) Un motor que opere en servicio continuo de capacidad de 746 W (1 CP) o menor que no esté instalado en forma permanente, con arranque no automático y que esté a la vista de su controlador, se permite considerarlo protegido contra sobrecarga por el dispositivo de protección contra cortocircuito y de falla a tierra del circuito derivado. Este dispositivo no deberá ser mayor a lo que se especifica en la Parte D del Artículo 430.

Excepción: Esta situación se permite para motores en circuitos con tensión eléctrica nominal de 120 V o 127 V, con protección del circuito derivado respectivo de no más de 20 A.

2) Cualquiera de estos motores que no esté a la vista del control debe protegerse de acuerdo con lo especificado en 430-32 (c).

Cualquier motor de 746 W (1 CP) o menor que esté instalado en forma permanente, debe estar protegido de acuerdo con lo especificado en 430-32 (c).

c) Motor de 746 W (1 CP) o menor, con arranque automático. Cualquier motor de 746 W (1 CP) o menor, con arranque automático, debe protegerse contra sobrecarga por uno de los siguientes medios:

1) Un dispositivo de sobrecarga separado que responda a la corriente eléctrica del motor.

Este dispositivo debe seleccionarse para que desconecte o tenga como máximo su capacidad nominal de acuerdo con los siguientes por cientos de la corriente eléctrica de placa a plena carga del motor:

- Motores con factor de servicio indicado no menor a 1,15 125%
- Motores con indicación de elevación de temperatura no mayor a 40 °C 125%
- Todos los demás motores 115%

Para motores de varias velocidades cada conexión de los devanados debe considerarse en forma separada. Las modificaciones a estos valores deben estar de acuerdo con lo indicado en 430-34.

2) Una protección térmica integrada al motor y aprobada para ser usada con el motor que protege contra sobrecalentamiento peligroso debido a sobrecarga o falla en el arranque. Si el dispositivo de interrupción de corriente del motor se encuentra separado del mismo y su circuito de control se acciona por un dispositivo protector que forma parte integral del motor, debe disponerse de tal forma que la desconexión del circuito de control interrumpa la corriente eléctrica del motor.

3) Se permite proteger al motor con un dispositivo de protección que forme parte integral del motor y que puede proteger al motor contra sobrecargas y fallas en el arranque si:

- (1) el conjunto es parte de un conjunto aprobado que no someta al motor a sobrecargas
- (2) el conjunto está equipado también con otros controladores de seguridad (como el controlador de seguridad de combustión de un quemador de petróleo doméstico), que proteja al motor contra daños debidos a fallas en el arranque. Cuando el conjunto tenga controladores de seguridad que protejan al motor, debe indicarse en la placa de especificaciones en un lugar visible incluso después de instalado.

4) Si la impedancia de los devanados del motor es suficiente para prevenir el sobrecalentamiento por fallas en el arranque, se permite proteger al motor como se especifica en 430-32(b)(1) para motores que se arranquen en forma manual, si el motor forma parte de un conjunto ensamblado de fábrica y el motor se limita a sí mismo para no sobrecalentarse en forma peligrosa.

NOTA: Muchos motores de corriente alterna menores a 37 W (1/20 CP), como son motores de relojes, motores tipo serie, etc., y también algunos de mayor capacidad como los de alto par, deben incluirse en esta clasificación. Esto no incluye a motores de fase partida, que tienen desconector automático que desconectan las bobinas de arranque.

d) Motores de rotor devanado. A los circuitos secundarios de los motores de c.a. de rotor devanado, incluyendo sus conductores, controles, resistencias, etc., se permite considerarlos protegidos contra sobrecargas por el mismo dispositivo de protección de sobrecarga del motor.

430-33. Servicios intermitentes y similares. Un motor cuyas condiciones de funcionamiento sean de operación por corto tiempo, intermitentes, periódico o varíen su servicio, como están ilustrados por la Excepción de la Tabla 430-22(b), se permite su protección contra sobrecargas por el dispositivo de protección contra cortocircuito y falla a tierra del circuito derivado, siempre y cuando la protección no exceda la especificación indicada en la Tabla 430-152.

La aplicación de cualquier motor se debe considerar como de trabajo continuo, a menos que los equipos que acciona sean tal, que éstos no puedan funcionar continuamente con carga bajo ninguna condición de operación.

430-34. Selección del relevador de sobrecarga. Cuando el relevador de sobrecarga se selecciona de acuerdo con lo especificado en 430-32(a)(1) y (c)(1) y no sea suficiente para soportar la carga aplicada, se permite utilizar el relevador inmediato superior, siempre que su corriente eléctrica de disparo no exceda los por cientos de la corriente del motor operando a plena carga indicados a continuación:

- | | |
|---|------|
| - Motores con factor de servicio indicado no menor a 1,15 | 140% |
| - Motores con indicación de elevación de temperatura no mayor a 40 °C | 140% |
| - Todos los demás motores | 130% |

Si no se tiene alguna derivación durante el arranque, como se indica en 430-35, el dispositivo de protección contra sobrecarga debe tener el suficiente retardo de tiempo para que permita al motor arrancar y acelerar su carga.

NOTA: Un relevador de sobrecarga clase 20 o 30 da un tiempo de aceleración al motor, mayor que uno de clase 10 o 20. El empleo de un relevador de sobrecarga de clase mayor evita la necesidad de seleccionar un dispositivo de corriente de disparo mayor.

430-35. Derivaciones durante el periodo de arranque

a) Arranque no automático. La protección contra sobrecarga de un motor con arranque no automático, puede ponerse en derivación o desconectarse del circuito durante el periodo de arranque, siempre que el dispositivo que lo ponga en derivación o lo desconecte no pueda quedarse en la posición de arranque, además, que los fusibles o el interruptor automático

de tiempo inverso del motor estén calibrados o ajustados a no más de 400% de la corriente eléctrica a plena carga del motor y estén ubicados en el circuito de tal forma que funcionen durante el periodo de arranque del motor.

b) Arranque automático. Si el motor arranca automáticamente, el dispositivo de protección contra sobrecarga no debe ser puesto en derivación o desconectado del circuito.

Excepción: La protección de sobrecarga del motor puede derivarse o desconectarse del circuito durante el arranque automático del motor cuando:

1) El periodo de arranque del motor exceda el tiempo de retardo de los dispositivos de protección contra sobrecarga del motor.

2) Cuando se cuente con los medios aprobados para:

a) Verificar la rotación del motor, previniendo la derivación o la desconexión del circuito en caso de falla del motor en el arranque.

b) Limitar el tiempo de la protección de sobrecarga en derivación o desconexión del circuito, a un tiempo menor que el rango del tiempo de operación del motor a rotor bloqueado.

c) Prever el paro y la restauración manual del arranque del motor si no alcanza la condición de operación normal.

430-36. Uso de fusibles. Cuando se utilicen fusibles para la protección de sobrecarga de los motores, se debe intercalar un fusible en cada conductor de fase. Asimismo intercalar un fusible también en el conductor puesto a tierra, cuando el sistema de alimentación es de tres hilos, tres fases, en c.a., con un conductor puesto a tierra.

430-37. Dispositivos que no sean fusibles. Cuando se utilicen dispositivos que no sean fusibles para la protección contra la sobrecarga del motor, el número mínimo permitido y la ubicación de los dispositivos de sobrecarga, tales como bobinas de disparo o relevadores, debe estar de acuerdo con lo indicado en la Tabla 430-37.

430-38. Número de conductores abiertos por el dispositivo de sobrecarga. Los dispositivos de protección contra sobrecarga de los motores que no sean fusibles, elementos térmicos de corte o protectores térmicos, deben desconectar simultáneamente un número suficiente de conductores de fase para interrumpir el flujo de la corriente eléctrica al motor.

430-39. Control del motor como protección contra sobrecarga. Se permite que el controlador del motor funcione como dispositivo de protección de sobrecarga, si el número de unidades de sobrecarga cumple con la Tabla 430-37 y si estas unidades de sobrecarga funcionan en las posiciones de arranque y de operación normal en el caso de motores de c.c. y en la posición de operación normal en el caso de motores de c.a.

430-40. Relevador de sobrecarga. Los elementos térmicos de corte, relevador de sobrecarga y otros dispositivos para la protección contra sobrecarga del motor, que no sean capaces de interrumpir cortocircuitos, deben estar protegidos por fusibles o por interruptores automáticos con capacidad nominal o ajuste de acuerdo con lo indicado en 430-52 o por un dispositivo interno protector del cortocircuito, de acuerdo con lo indicado en 430-52.

Excepción 1: A menos que estén aprobados para instalación en grupo y lleven marcada la capacidad máxima del fusible o del interruptor automático de tiempo inverso mediante el cual están protegidos.

Excepción 2: La intensidad nominal del fusible o del interruptor automático debe estar marcada sobre la placa de características del equipo aprobado en el cual se use el elemento térmico de corte o relevadores de sobrecarga.

NOTA: Para interruptores automáticos de disparo instantáneo o un dispositivo protector de cortocircuito. Véase 430-52.

TABLA 430-37.- Dispositivos de sobrecarga para protección del motor

Tipo de motor	Sistema de alimentación	Número y ubicación de dispositivos de sobrecarga tales como bobinas de disparo o relevadores
1 fase c.a. o c.c.	2 hilos, 1 fase c.a. o c.c. ninguno puesto a tierra.	Uno en cualquier conductor
1 fase c.a. o c.c.	2 hilos, 1 fase c.a. o c.c., un conductor puesto a tierra.	Uno en el conductor no puesto a tierra
1 fase c.a. o c.c.	3 hilos, 1 fase c.a. o c.c., con neutro puesto a tierra	Uno en cualquiera de los conductores no puestos a tierra
1 fase c.a.	Cualquiera de las 3 fases	Uno en el conductor no puesto a tierra
2 fases c a	3 hilos, 2 fases c.a., ninguno puesto a tierra	2, uno en cada fase
2 fases c a	3 hilos, 2 fases c.a., con 1 conductor puesto a tierra.	2 en los conductores no puestos a tierra
2 fases c a	4 hilos, 2 fases c.a., con o sin conductor de puesta a tierra.	2, uno por fase en conductores no puestos a tierra
2 fases c a	5 hilos, 2 fases c.a., con neutro puesto o no a tierra.	2, uno por fase en cualquier conductor no puesto a tierra
3 fases c a	Cualquiera de las 3 fases	3, uno en cada fase*

***Excepción:** No se exige una unidad de sobrecarga en cada fase cuando se suministra protección contra sobrecarga por otros medios aprobados

APÉNDICE C (Informativo)

TABLAS DE OCUPACIÓN EN TUBO (CONDUIT) DE CONDUCTORES Y CABLES DE DEL MISMO TAMAÑO NOMINAL

TABLA C1.- Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (conduit) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
RH	2,08	14	6	10	16	28	39	64	112	169	221	282
	3,31	12	4	8	13	23	31	51	90	136	177	227
RHH RHW, RHW-2	2,08	14	4	7	11	20	27	46	80	120	157	201
	3,31	12	3	6	9	17	23	38	66	100	131	167
RH, RHH, RHW, RHW-2	5,26	10	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135
	8,37	8	1	2	4	7	9	16	28	42	55	70
	13,3	6	1	1	3	5	8	13	22	34	44	56
	21,2	4	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44
	26,7	3	1	1	1	4	5	9	15	23	30	38
	33,6	2	1	1	1	3	4	7	13	20	26	33
	42,4	1	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	53,5	1/0	0	1	1	1	2	4	7	11	15	19
	67,4	2/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	17
	85,0	3/0	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	107	4/0	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	127	250	0	0	0	1	1	1	3	5	7	9
	152	300	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	177	350	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	203	400	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	253	500	0	0	0	0	1	1	2	3	4	6
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	355	700	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	380	750	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	405	800	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3	
507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	
633	1250	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	
760	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	

**TABLA C1.- Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (conduit) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 1)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
TW	2,08	14	8	15	25	43	58	96	168	254	332	424
THW	3,31	12	6	11	19	33	45	74	129	195	255	326
THHW	5,26	10	5	8	14	24	33	55	96	145	190	243
THW-2	8,37	8	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135
RHH*	2,08	14	6	10	16	28	39	64	112	169	221	282
RHW*												
RHW-2*												
RHH*	3,31	12	4	8	13	23	31	51	90	136	177	227
RHW*	5,26	10	3	6	10	18	24	40	70	106	138	177
RHW-2*												
TW	8,37	8	1	4	6	10	14	24	42	63	83	106
THW	13,3	6	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81
THHW	21,2	4	1	1	3	6	8	13	24	36	47	60
THW-2	26,7	3	1	1	3	5	7	12	20	31	40	52
	33,6	2	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44
	42,4	1	1	1	1	3	4	7	12	18	24	31
	53,5	1/0	0	1	1	2	3	6	10	16	20	26
	67,4	2/0	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	85,0	3/0	0	1	1	1	2	4	7	11	15	19
	107	4/0	0	0	1	1	1	3	6	9	12	16
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	152	300	0	0	1	1	1	2	4	6	8	11
	177	350	0	0	0	1	1	1	4	6	7	10
	203	400	0	0	0	1	1	1	3	5	7	9
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	3	4	6
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	3	3	5
	456	900	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	633	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	760	1500	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

*Los cables RHH, RHW y RHW-2, sin recubrimiento externo.

**TABLA C1.- Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (conduit) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 2)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
THHN	2,08	14	12	22	35	61	84	138	241	364	476	608
THWN	3,31	12	9	16	26	45	61	101	176	266	347	444
THWN-2	5,26	10	5	10	16	28	38	63	111	167	219	279
	8,37	8	3	6	9	16	22	36	64	96	126	161
	13,3	6	2	4	7	12	16	26	46	69	91	116
	21,2	4	1	2	4	7	10	16	28	43	56	71
	26,7	3	1	1	3	6	8	13	24	36	47	60
	33,6	2	1	1	3	5	7	11	20	30	40	51
	42,4	1	1	1	1	4	5	8	15	22	29	37
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	7	12	19	25	32
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	6	10	16	20	26
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	8	13	17	22
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	7	11	14	18
	127	250	0	0	1	1	1	3	6	9	11	15
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	6	9	11
	203	400	0	0	0	1	1	1	4	6	8	10
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	3	4	6
380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5	
405	800	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5	
456	900	0	0	0	0	1	1	1	3	3	4	
507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4	
FEP	2,08	14	12	21	34	60	81	134	234	354	462	590
FEPB	3,31	12	9	15	25	43	59	98	171	258	337	430
PFA	5,26	10	6	11	18	31	42	70	122	185	241	309
PFAH	8,37	8	3	6	10	18	24	40	70	106	138	177
TFE	13,3	6	2	4	7	12	17	28	50	75	98	126
	21,2	4	1	3	5	9	12	20	35	53	69	88
	26,7	3	1	2	4	7	10	16	29	44	57	73
	33,6	2	1	1	3	6	8	13	24	36	47	60
PFA	42,4	1	1	1	2	4	6	9	16	25	33	42
PFAH	53,5	1/0	1	1	1	3	5	8	14	21	27	35
TFE	67,4	2/0	0	1	1	3	4	6	11	17	22	29
TFE, Z	85,0	3/0	0	1	1	2	3	5	9	14	18	24
	1070	4/0	0	1	1	1	2	4	8	11	15	19

TABLA C1.- Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (*conduit*) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 3)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
Z	2,08	14	14	25	41	72	98	161	282	426	556	711
	3,31	12	10	18	29	51	69	114	200	302	394	504
	5,26	10	6	11	18	31	42	70	122	185	241	309
	8,37	8	4	7	11	20	27	44	77	117	153	195
	13,3	6	3	5	8	14	19	31	54	82	107	137
	21,2	4	1	3	5	9	13	21	37	56	74	94
	26,7	3	1	2	4	7	9	15	27	41	54	69
	33,6	2	1	1	3	6	8	13	22	34	45	57
	42,4	1	1	1	2	4	6	10	18	28	36	46
XHH	2,08	14	8	15	25	43	58	96	168	254	332	424
XHHW	3,31	12	6	11	19	33	45	74	129	195	255	326
XHHW-2	5,26	10	5	8	14	24	33	55	96	145	190	243
ZW	8,37	8	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135
	13,3	6	1	3	6	10	14	22	39	60	78	100
	21,2	4	1	2	4	7	10	16	28	43	56	72
	26,7	3	1	1	3	6	8	14	24	36	48	61
	33,6	2	1	1	3	5	7	11	20	31	40	51
XHH	42,4	1	1	1	1	4	5	8	15	23	30	38
XHHW	53,5	1/0	1	1	1	3	4	7	13	19	25	32
XHHW-2	67,4	2/0	0	1	1	2	3	6	10	16	21	27
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	7	11	14	18
	127	250	0	0	1	1	1	3	6	9	12	15
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	7	9	11
	203	400	0	0	0	1	1	1	4	6	8	10
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	4	5	6
	355	700	0	0	0	0	1	1	2	3	4	6
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	456	900	0	0	0	0	1	1	1	3	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	633	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	760	1500	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3
	887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

TABLA C1.- Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (*conduit*) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 4)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
FFH-2, RFH, RFHH-3	0,824	18	8	14	24	41	56	92
	1,31	16	7	12	20	34	47	78
SF-2, SFF-2	0,824	18	10	18	30	52	71	116
	1,31	16	8	15	25	43	58	96
	2,08	14	7	12	20	34	47	78
SF-1, SFF-1	0,824	18	18	33	53	92	125	206
AF, RFH-1, RFHH-2, TF, TFF XF, XFF AF, RFHH-2, TF, TFF	0,824	18	14	24	39	68	92	152
	1,31	16	11	19	31	55	74	123
XF, XFF	2,08	14	8	15	25	43	58	96
AF, XF, XFF	0,824	18	22	38	63	108	148	244
	1,31	16	17	29	48	83	113	186
TFN, TFFN	0,824	18	21	36	59	103	140	231
	1,31	16	16	28	46	79	108	179
PAF, PTF, PTF, PAFF	2,08	14	12	21	34	60	81	134
		18	27	47	77	133	181	298
ZF, ZFF, ZHF, ZHF, HF, HFF		16	20	35	56	98	133	220
		14	14	25	41	72	98	161
		18	39	69	111	193	262	433
KF-2, KFF-2		16	27	48	78	136	185	305
		14	19	33	54	93	127	209
		12	13	23	37	64	87	144
		10	8	15	25	43	58	96
		18	46	82	133	230	313	516
KF-1, KFF-1		16	33	57	93	161	220	362
		14	22	38	63	108	148	244
		12	14	25	41	72	98	161
		10	9	16	27	47	64	105
		12	4	8	13	23	31	51
AX, XF, XFF	10	3	6	10	18	24	40	
	0,824							
	1,31							
	2,08							
	3,31							
	5,26							
	0,824							
	1,31							
	2,08							
	3,31							
	5,26							
	3,31							
	5,26							

TABLA C1A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (conduit) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
THW,	8,37	8	3	5	8	15	20	34	59	90	117	149
THW-2	13,3	6	1	3	5	9	12	20	35	53	70	89
THHW	21,2	4	1	2	4	6	9	15	26	40	52	67
	33,6	2	1	1	3	5	7	11	19	29	38	49
	42,4	1	1	1	1	3	4	8	13	21	27	34
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	7	12	18	23	30
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	5	10	15	20	25
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	8	13	17	21
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	7	11	14	18
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	6	8	11
	203	400	0	0	0	1	1	1	4	6	8	10
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	3	4	6
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
THHN	8,37	8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
THWN	13,3	6	2	4	7	13	18	29	52	78	102	130
THWN-2	21,2	4	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81
	33,6	2	1	1	3	6	8	13	23	34	45	58
	42,4	1	1	1	2	4	6	10	17	26	34	43
	53,5	1/0	1	1	1	3	5	8	14	22	29	37
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	7	12	18	24	30
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	6	10	15	20	25
	107	4/0	0	1	1	1	3	5	8	12	16	21
	127	250	0	1	1	1	1	4	6	10	13	16
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	177	350	0	0	1	1	1	3	5	7	10	12
	203	400	0	0	1	1	1	2	4	6	9	11
	253	500	0	0	0	1	1	1	4	5	7	9
	304	600	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	380	750	0	0	0	1	1	1	2	4	5	6
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	3	3	4

**TABLA C1A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (*conduit*) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 1)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
XHHW	8,37	8	3	5	8	15	20	34	59	90	117	149
XHHW-2	13,3	6	1	4	6	11	15	25	44	66	87	111
	21,2	4	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81
	33,6	2	1	1	3	6	8	13	23	34	45	58
	42,4	1	1	1	2	4	6	10	17	26	34	43
	53,5	1/0	1	1	1	3	5	8	14	22	29	37
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	7	12	18	24	31
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	6	10	15	20	25
	107	4/0	0	1	1	1	3	5	8	13	17	21
	127	250	0	1	1	1	2	4	7	10	13	17
	152	300	0	0	1	1	1	3	6	9	11	14
	177	350	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	203	400	0	0	1	1	1	2	4	7	9	11
	253	500	0	0	0	1	1	1	4	6	7	9
	304	600	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	380	750	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5

NOTA: Se define el cableado compacto como un proceso de fabricación en el que un conductor normal se comprime hasta que prácticamente desaparecen los intersticios o huecos entre los hilos que forman el conductor

TABLA C2.- Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (conduit) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
RH	2,08	14	4	8	15	27	37	61
	3,31	12	3	7	12	21	29	49
RHH, RHW RHW-2	2,08	14	3	6	10	19	26	43
	3,31	12	2	5	9	16	22 17	36
RH, RHH, RHW RHW-2	5,26	10	1	4	7	13	9	29
	8,37	8	1	1	3	6	7	15
	13,3	6	1	1	3	5	6	12
	21,2	4	1	1	2	4	5	9
	26,7	3	1	1	1	3	4	8
	33,6	2	0	1	1	3	3	7
	42,4	1	0	1	1	1	2	5
	53,5	1/0	0	0	1	1	1	4
	67,4	2/0	0	0	1	1	1	3
	85,0	3/0	0	0	1	1	1	3
	107	4/0	0	0	1	1	1	2
	127	250	0	0	0	1	1	1
	152	300	0	0	0	1	1	1
	177	350	0	0	0	1	1	1
	203	400	0	0	0	1	1	1
	253	500	0	0	0	0	1	1
	304	600	0	0	0	0	1	1
	355	700	0	0	0	0	0	1
	380	750	0	0	0	0	0	1
	405	800	0	0	0	0	0	1
456	900	0	0	0	0	0	1	
507	1 000	0	0	0	0	0	1	
633	1250	0	0	0	0	0	0	
760	1500	0	0	0	0	0	0	
887	1750	0	0	0	0	0	0	
1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	
TW	2,08	14	7	13	22	40	55	92
THW	3,31	12	5	10	17	31	42	71
THHW	5,26	10	4	7	13	23	32	52
THW-2	8,37	8	1	4	7	13	17	29

**TABLA C2.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 1)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
RHH*, RHW* RHW-2*	2,08	14	4	8	15	27	37	61
RHH*, RHW*	3,31	12	3	7	12	21	29	49
RHW-2*, TW	5,26	10	2	5	9	17	23	38
THW, THHW	8,37	8	1	3	5	10	14	23
THW-2	13,3	6	1	2	4	7	10	17
	21,2	4	1	1	3	5	8	13
	26,7	3	1	1	2	5	7	11
	33,6	2	1	1	2	4	6	9
	42,4	1	0	1	1	3	4	6
	53,5	1/0	0	1	1	2	3	5
	67,4	2/0	0	1	1	1	3	5
	85,0	3/0	0	0	1	1	2	4
	107	4/0	0	0	1	1	1	3
	127	250	0	0	1	1	1	2
	152	300	0	0	0	1	1	2
	177	350	0	0	0	1	1	1
	203	400	0	0	0	1	1	1
	253	500	0	0	0	1	1	1
	304	600	0	0	0	0	1	1
	355	700	0	0	0	0	1	1
	380	750	0	0	0	0	1	1
	405	800	0	0	0	0	1	1
	456	900	0	0	0	0	0	1
	507	1 000	0	0	0	0	0	1
	633	1250	0	0	0	0	0	1
	760	1500	0	0	0	0	0	0
	887	1750	0	0	0	0	0	0
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0

*Los cables RHH, RHW, y RHW-2, sin recubrimiento externo.

**TABLA C2.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 2)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
THHN, THWN THWN-2	2,08	14	10	18	32	58	80	132
	3,31	12	7	13	23	42	58	96
	5,26	10	4	8	15	26	36	60
	8,37	8	2	5	8	15	21	35
	13,3	6	1	3	6	11	15	25
	21,2	4	1	1	4	7	9	15
	26,7	3	1	1	3	5	8	13
	33,6	2	1	1	2	5	6	11
	42,4	1	1	1	1	3	5	8
	53,5	1/0	0	1	1	3	4	7
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	5
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	4
	107	4/0	0	0	1	1	2	4
	127	250	0	0	1	1	1	3
	152	300	0	0	1	1	1	2
	177	350	0	0	0	1	1	2
	203	400	0	0	0	1	1	1
	253	500	0	0	0	1	1	1
	304	600	0	0	0	1	1	1
	355	700	0	0	0	0	1	1
380	750	0	0	0	0	1	1	
405	800	0	0	0	0	1	1	
456	900	0	0	0	0	1	1	
507	1 000	0	0	0	0	0	1	
FEP, FEPB PFA, PFAH TFE	2,08	14	10	18	31	56	77	128
	3,31	12	7	13	23	41	56	93
	5,26	10	5	9	16	29	40	67
	8,37	8	3	5	9	17	23	38
	13,3	6	1	4	6	12	16	27
	21,2	4	1	2	4	8	11	19
	26,7	3	1	1	4	7	9	16
	33,6	2	1	1	3	5	8	13
PFA, PFAH TFE	42,4	1	1	1	1	4	5	9

**TABLA C2.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 3)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
PFA, PFAH TFE, Z	53,5	1/0	0	1	1	3	4	7
	67,4	2/0	0	1	1	2	4	6
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5
	107	4/0	0	1	1	1	2	4
Z	2,08	14	12	22	38	68	93	154
	3,31	12	8	15	27	48	66	109
	5,26	10	5	9	16	29	40	67
	8,37	8	3	6	10	18	25	42
	13,3	6	1	4	7	13	18	30
	21,2	4	1	3	5	9	12	20
	26,7	3	1	1	3	6	9	15
	33,6	2	1	1	3	5	7	12
42,4	1	1	1	2	4	6	10	
XHH, XHHW XHHW-2, ZW	2,08	14	7	13	22	40	55	92
	3,31	12	5	10	17	31	42	71
	5,26	10	4	7	13	23	32	52
	8,37	8	1	4	7	13	17	29
	13,3	6	1	3	5	9	13	21
	21,2	4	1	1	4	7	9	15
	26,7	3	1	1	3	6	8	13
33,6	2	1	1	2	5	6	11	
XHH, XHHW XHHW-2	42,4	1	1	1	1	3	5	8
	53,5	1/0	0	1	1	3	4	7
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	6
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5
	107	4/0	0	0	1	1	2	4
	127	250	0	0	1	1	1	3
	152	300	0	0	1	1	1	3
	177	350	0	0	1	1	1	2
	203	400	0	0	0	1	1	1
	253	500	0	0	0	1	1	1
	304	600	0	0	0	1	1	1
	355	700	0	0	0	0	1	1
	380	750	0	0	0	0	1	1
	405	800	0	0	0	0	1	1
	456	900	0	0	0	0	1	1
	507	1 000	0	0	0	0	0	1
633	1250	0	0	0	0	0	1	
760	1500	0	0	0	0	0	1	
887	1750	0	0	0	0	0	0	
1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	

**TABLA C2.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 4)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
FFH-2, RFH-2	0,824	18	6	12	21	39	53	88
RFHH-3	1,31	16	5	10	18	32	45	74
SF-2, SFF-2	0,824	18	8	15	27	49	67	111
	1,31	16	7	13	22	40	55	92
	2,08	14	5	10	18	32	45	74
SF-1, SFF-1	0,824	18	15	28	48	86	119	197
AF, RFH-1	0,824	18	11	20	35	64	88	145
RFHH-2, TF, TFF								
XF, XFF								
AF, RFHH-2, TF	1,31	16	9	16	29	51	71	117
TFF, XF, XFF								
AF, XF, XFF	2,08	14	7	13	22	40	55	92
TFN, TFFN	0,824	18	18	33	57	102	141	233
	1,31	16	13	25	43	78	107	178
PF, PFF, PGF	0,824	18	17	31	54	97	133	221
PGFF, PAF, PTF	1,31	16	13	24	42	75	103	171
PTFF, PAFF	2,08	14	10	18	31	56	77	128
ZF, ZFF, ZHF, HF	0,824	18	22	40	70	125	172	285
HFF	1,31	16	16	29	51	92	127	210
	2,08	14	12	22	38	68	93	154
F-1, KFF-1	0,824	18	31	58	101	182	250	413
	1,31	16	22	41	71	128	176	291
	2,08	14	15	28	49	88	121	200
	3,31	12	10	19	33	60	83	138
	5,26	10	7	13	22	40	55	92
KF-1, KFF-1	0,824	18	38	69	121	217	298	493
	1,31	16	26	49	85	152	209	346
	2,08	14	18	33	57	102	141	233
	3,31	12	12	22	38	68	93	154
	5,26	10	7	14	24	44	61	101
AF, XF, XFF	3,31	12	3	8	12	21	29	49
	5,26	10	3	5	9	27	23	38

Nota: Esta tabla es sólo para conductores trenzados concéntricos. Para conductores compactos se debe aplicar la tabla C2A.

TABLA C2A.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
THW, THW-2 THHW	8,37	8	2	4	8	14	19	32
	13,3	6	1	2	4	8	11	19
	21,2	4	1	1	3	6	8	14
	33,6	2	1	1	2	4	6	10
	42,4	1	0	1	1	3	4	7
	53,5	1/0	0	1	1	3	4	6
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	5
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	4
	107	4/0	0	0	1	1	2	4
	127	250	0	0	1	1	1	3
	152	300	0	0	1	1	1	2
	177	350	0	0	0	1	1	2
	203	400	0	0	0	1	1	1
	253	500	0	0	0	1	1	1
	304	600	0	0	0	1	1	1
	355	700	0	0	0	0	1	1
	380	750	0	0	0	0	1	1
507	1 000	0	0	0	0	0	1	
THHN, THWN THWN-2	8,37	8	---	---	---	---	---	---
	13,3	6	1	4	7	12	17	28
	21,2	4	1	2	4	7	10	17
	33,6	2	1	1	3	5	7	12
	42,4	1	1	1	2	4	5	9
	53,5	1/0	0	1	1	3	5	8
	67,4	2/0	0	1	1	3	4	6
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	5
	107	4/0	0	1	1	1	2	4
	127	250	0	0	1	1	1	3
	152	300	0	0	1	1	1	3
	177	350	0	0	1	1	1	2
	203	400	0	0	0	1	1	2
	253	500	0	0	0	1	1	1
	304	600	0	0	0	1	1	1
	355	700	0	0	0	1	1	1
	380	750	0	0	0	1	1	1
507	1 000	0	0	0	0	1	1	

**TABLA C2A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (*conduit*) no metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
XHHW, XHHW-2	8,37	8	2	4	8	14	19	32
	13,3	6	1	3	6	10	14	24
	21,2	4	1	2	4	7	10	17
	33,6	2	1	1	3	5	7	12
	42,4	1	1	1	2	4	5	9
	53,5	1/0	1	1	1	3	5	8
	67,4	2/0	0	1	1	3	4	7
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	5
	107	4/0	0	1	1	1	3	4
	127	250	0	0	1	1	1	3
	152	300	0	0	1	1	1	3
	177	350	0	0	1	1	1	3
	203	400	0	0	1	1	1	2
	253	500	0	0	0	1	1	1
	304	600	0	0	0	1	1	1
	355	700	0	0	0	1	1	1
	380	750	0	0	0	1	1	1
507	1 000	0	0	0	0	1	1	

Nota: Se define el cableado compacto como un proceso de fabricación en el que un conductor normal se comprime hasta que prácticamente desaparecen los intersticios o huecos entre los hilos que forman el conductor.

TABLA C3.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico flexible (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
			16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
	mm ²	AWG kcmil										
RH	2,08	14	6	10	15	24	35	62	94	135	184	240
	3,31	12	5	8	12	19	28	50	75	108	148	193
RHH, RHW RHW-2	2,08	14	4	7	11	17	25	44	67	96	131	171
	3,31	12	3	6	9	14	21	37	55	80	109	142
RH, RHH RHW, RHW-2	5,26	10	3	5	7	11	17	30	45	64	88	115
	8,37	8	1	2	4	6	9	15	23	34	46	60
	13,3	6	1	1	3	5	7	12	19	27	37	48
	21,2	4	1	1	2	4	5	10	14	21	29	37
	26,7	3	1	1	1	3	5	8	13	18	25	33
	33,6	2	1	1	1	3	4	7	11	16	22	28
	42,4	1	0	1	1	1	2	5	7	10	14	19
	53,5	1/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	16
	67,4	2/0	0	1	1	1	1	3	5	8	11	14
	85,0	3/0	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	107	4/0	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	127	250	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	152	300	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	177	350	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	203	400	0	0	0	0	1	1	1	3	4	6
	253	500	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	355	700	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	380	750	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	405	800	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	
507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3	
633	1250	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
760	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	
TW	2,08	14	9	15	23	36	53	94	141	203	277	361
THW	3,31	12	7	11	18	28	41	72	108	156	212	277
THHW	5,26	10	5	8	13	21	30	54	81	116	158	207
THW-2	8,37	8	3	5	7	11	17	30	45	64	88	115

**TABLA C3.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico flexible (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 1)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
RHH*, RHW* RHW-2*	2,08	14	6	10	15	24	35	62	94	135	184	240
RHH*, RHW* RHW-2*	3,31	12	5	8	12	19	28	50	75	108	148	193
RHW-2*	5,26	10	4	6	10	15	22	39	59	85	115	151
THHW, THW, THW-2	8,37	8	1	4	6	9	13	23	35	51	69	90
	13,3	6	1	3	4	7	10	18	27	39	53	69
	21,2	4	1	1	3	5	7	13	20	29	39	51
	26,7	3	1	1	3	4	6	11	17	25	34	44
	33,6	2	1	1	2	4	5	10	14	21	29	37
	42,4	1	1	1	1	2	4	7	10	15	20	26
	53,5	1/0	0	1	1	1	3	6	9	12	17	22
	67,4	2/0	0	1	1	1	3	5	7	10	14	19
	85,0	3/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	16
	107	4/0	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	127	250	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	152	300	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	177	350	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	203	400	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	253	500	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	1	3	4
	456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	633	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	760	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

*Los cables RHH, RHW y RHW-2, sin recubrimiento externo

**TABLA C3.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico flexible (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 2)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
THHN	2,08	14	13	22	33	52	76	134	202	291	396	518
THWN	3,31	12	9	16	24	38	56	98	147	212	289	378
THWN-2	5,26	10	6	10	15	24	35	62	93	134	182	238
	8,37	8	3	6	9	14	20	35	53	77	105	137
	13,3	6	2	4	6	10	14	25	38	55	76	99
	21,2	4	1	2	4	6	9	16	24	34	46	61
	26,7	3	1	1	3	5	7	13	20	29	39	51
	33,6	2	1	1	3	4	6	11	17	24	33	43
	42,4	1	1	1	1	3	4	8	12	18	24	32
	53,5	1/0	1	1	1	2	4	7	10	15	20	27
	67,4	2/0	0	1	1	1	3	6	9	12	17	22
	85,0	3/0	0	1	1	1	2	5	7	10	14	18
	107	4/0	0	1	1	1	1	4	6	8	12	15
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	152	300	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	177	350	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	203	400	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	253	500	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
FEP, FEPB	2,08	14	12	21	32	51	74	130	196	282	385	502
PFA, PFAH	3,31	12	9	15	24	37	54	95	1453	206	281	367
TFE	5,26	10	6	11	17	26	39	68	103	148	201	263
	8,37	8	4	6	10	15	22	39	59	85	115	151
	13,3	6	2	4	7	11	16	28	42	60	82	107
	21,2	4	1	3	5	7	11	19	29	42	57	75
	26,7	3	1	2	4	6	9	16	24	35	48	62
	33,6	2	1	1	3	5	7	13	20	29	39	51
PFA, PFAH	42,4	1	1	1	2	3	5	9	14	20	27	36
TFE												

TABLA C3.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico flexible (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 3)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
PFA, PFAH TFE, Z	53,5	1/0	1	1	1	3	4	8	11	17	23	30
	67,4	2/0	1	1	1	2	3	6	9	14	19	24
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	8	11	15	20
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	6	9	13	16
Z	2,08	14	15	25	39	61	89	157	236	340	463	605
	3,31	12	11	18	28	43	63	111	168	241	329	429
	5,26	10	6	11	17	26	39	68	103	148	201	263
	8,37	8	4	7	11	17	24	43	65	93	127	166
	13,3	6	3	5	7	12	17	30	45	65	89	117
	21,2	4	1	3	5	8	12	21	31	45	61	80
	26,7	3	1	2	4	6	8	15	23	33	45	58
	33,6	2	1	1	3	5	7	12	23	27	37	49
	42,4	1	1	1	2	4	6	10	19	22	30	39
									15			
XHH XHHW XHHW-2 ZW	2,08	14	9	15	23	36	53	94	141	203	277	361
	3,31	12	7	11	18	28	41	72	108	156	212	277
	5,26	10	5	8	13	21	30	54	81	116	158	207
	8,37	8	3	5	7	11	17	30	45	64	88	115
	13,3	6	1	3	5	8	12	22	33	48	65	85
	21,2	4	1	2	4	6	9	16	24	34	47	61
	26,7	3	1	1	3	5	7	13	24	29	40	52
	33,6	2	1	1	3	4	6	11	20	24	33	44
								17				
XHH XHHW XHHW-2	42,4	1	1	1	1	3	5	8	13	18	25	32
	53,5	1/0	1	1	1	2	4	7	10	15	21	27
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	6	9	13	17	23
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	7	10	14	19
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	15
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	152	300	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	5	7	9
	203	400	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	5	7
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	633	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3
	760	1500	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	

**TABLA C3.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico flexible (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 4)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
FFH-2, RFH-2, RFHH-3	0,824	18	8	14	22	35	51	90
	1,31	16	7	12	19	29	43	76
SF-2, SFF-2	0,824	18	11	18	28	44	64	113
	1,31	16	9	15	23	36	53	94
	2,08	14	7	12	19	29	43	76
SF-1, SFF-1	0,824	18	19	32	50	78	114	201
AF, RFH-1, RFHH-2, TF, TFF, XF, XFF	0,824	18	14	24	37	58	84	148
AF, XF, XFF	1,31	16	11	19	30	47	68	120
TFN, TFFN	2,08	14	9	15	23	36	53	94
PF, PFF, PGF, PGFF PAF, PTF, PTFP PAFF	0,824	18	23	38	59	93	135	237
	1,31	16	17	29	45	71	103	181
ZF, ZFF, ZHF, HF, HFF	0,824	18	22	36	56	88	128	225
	1,31	16	17	28	43	68	99	174
	2,08	14	12	21	32	51	74	130
KF-2, KFF-2	0,824	18	28	47	72	113	165	290
	1,31	16	20	35	53	83	121	214
	2,08	14	15	25	39	61	89	157
KF-1, KFF-1	0,824	18	41	68	105	164	239	421
	1,31	16	28	48	74	116	168	297
	2,08	14	19	33	51	80	116	204
	3,31	12	13	23	35	55	80	140
	5,26	10	9	15	23	36	53	94
AF, XF, XFF	0,824	18	48	82	125	196	285	503
	1,31	16	34	57	88	138	200	353
	2,08	14	23	38	59	93	135	237
	3,31	12	15	25	39	61	89	157
	5,26	10	10	16	25	40	58	103
	3,31	12	5	8	12	19	28	50
	5,26	10	4	5	10	15	22	39

Nota: Esta tabla es sólo para conductores con cableado concéntrico. Para cables compactos se debe aplicar la tabla C3A.

TABLA C3A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (*conduit*) flexibles (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
THW	8,37	8	3	5	8	13	19	33	50	71	97	127
THHW	13,3	6	1	3	5	7	11	20	29	43	58	76
THW-2	21,2	4	1	2	3	5	8	15	22	32	43	57
	33,6	2	1	1	2	4	6	11	16	23	32	42
	42,4	1	1	1	1	3	4	7	11	16	22	29
	53,5	1/0	1	1	1	2	3	6	10	14	19	25
	67,4	2/0	0	1	1	1	3	5	8	12	16	21
	85,0	3/0	0	1	1	1	2	4	7	10	14	18
	107	4/0	0	1	1	1	1	4	6	8	11	15
	127	250	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	152	300	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	177	350	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	203	400	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	5	7
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	6
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	5
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	1	3	4
THHN	8,37	8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
THWN	13,3	6	3	4	7	11	16	29	43	62	85	111
THWN-2	21,2	4	1	3	4	7	10	18	27	38	52	69
	33,6	2	1	1	3	5	7	13	19	28	38	49
	42,4	1	1	1	2	3	5	9	14	21	28	37
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	8	12	17	24	31
	67,4	2/0	1	1	1	2	4	6	10	14	20	26
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	8	12	17	22
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	7	10	14	18
	127	250	0	1	1	1	1	3	5	8	11	14
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	177	350	0	0	1	1	1	3	4	6	8	10
	203	400	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	6
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	3	4

TABLA C3A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (*conduit*) metálico flexible (según la Tabla 1 del Capítulo 10) (Continuación)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
XHHW	8,37	8	3	5	8	13	19	33	50	71	97	127
XHHW-2	13,3	6	2	4	6	9	14	24	37	53	72	95
	21,2	4	1	3	4	7	10	18	27	38	52	69
	33,6	2	1	1	3	5	7	13	19	28	38	49
	42,4	1	1	1	2	3	5	9	14	21	28	37
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	8	12	17	24	31
	67,4	2/0	1	1	1	2	4	7	10	15	20	26
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	5	8	12	17	22
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	7	10	14	18
	127	250	0	1	1	1	1	4	5	8	11	14
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	177	350	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	203	400	0	0	1	1	1	2	4	5	7	10
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	6
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4

Nota: Se define el cableado compacto como un proceso de fabricación en el que un conductor normal se comprime hasta que prácticamente desaparecen los intersticios o huecos entre los hilos que forman el conductor.

TABLA C4.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
RH	2,08	14	6	11	18	31	42	69	98	151	202	261
	3,31	12	5	9	14	25	34	56	79	122	163	209
RHH, RHW THW-2	2,08	14	4	8	13	22	30	49	70	108	144	186
	3,31	12	4	6	11	18	25	41	58	89	120	154
RH, RHH RHW, RHW-2	5,26	10	3	5	8	15	20	33	47	72	97	124
	8,37	8	1	3	4	8	10	17	24	38	50	65
	13,3	6	1	1	3	6	8	14	19	30	40	52
	21,2	4	1	1	3	5	6	11	15	23	31	41
	26,7	3	1	1	2	4	6	9	13	21	28	36
	33,6	2	1	1	1	3	5	8	11	18	24	31
	42,4	1	0	1	1	2	3	5	7	12	16	20
	53,5	1/0	0	1	1	1	3	4	6	10	14	18
	67,4	2/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	15
	85,0	3/0	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	107	4/0	0	0	1	1	1	3	4	6	9	11
	127	250	0	0	1	1	1	1	3	5	6	8
	152	300	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	177	350	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	203	400	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	253	500	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	1	3	4
	405	800	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	
507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	
633	1 250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	
760	1 500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
887	1 750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
TW	2,08	14	10	17	27	47	64	104	147	228	304	392
THW	3,31	12	7	13	21	36	49	80	113	175	234	301
THHW	5,26	10	5	9	15	27	36	59	84	130	174	224
THW-2	8,37	8	3	5	8	15	20	33	47	72	97	124

**TABLA C4.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 1)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
RHH*, RHW* RHW-2*	2,08	14	6	11	18	31	42	69	98	151	202	261
RHH*, RHW* RHW-2	3,31	12	5	9	14	25	34	56	79	122	163	209
RHW-2	5,26	10	4	7	11	19	26	43	61	95	127	163
THW-2*	8,37	8	2	4	7	12	16	26	37	57	76	98
THHW, THW	13,3	6	1	3	5	9	12	20	28	43	58	75
	21,2	4	1	2	4	6	9	15	21	32	43	56
	26,7	3	1	1	3	6	8	13	18	28	37	48
	33,6	2	1	1	3	5	6	11	15	23	31	41
	42,4	1	1	1	1	3	4	7	11	16	22	28
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	6	9	14	19	24
	67,4	2/0	0	1	1	2	3	5	8	12	16	20
	85,0	3/0	0	1	1	1	3	4	6	10	13	17
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	5	8	11	14
	127	250	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	152	300	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	177	350	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	203	400	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	253	500	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	304	600	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	355	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	456	900	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	633	1 250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3
	760	1 500	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	887	1 750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

TABLA C4.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10) (Continuación 2)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
THHN	2,08	14	14	24	39	68	91	149	211	326	436	562
THWN	3,31	12	10	17	29	49	67	109	154	238	318	410
THWN-2	5,26	10	6	11	18	31	42	68	97	150	200	258
	8,37	8	3	6	10	18	24	39	56	86	115	149
	13,3	6	2	4	7	13	17	28	40	62	83	107
	21,2	4	1	3	4	8	10	17	25	38	51	66
	26,7	3	1	2	4	6	9	15	21	32	43	56
	33,6	2	1	1	3	5	7	12	17	27	36	47
	42,4	1	1	1	2	4	5	9	13	20	27	35
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	8	11	17	23	29
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	6	9	14	19	24
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	5	7	12	16	20
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	6	9	13	17
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	152	300	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	203	400	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	355	700	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	456	900	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
FEP, FEPB	2,08	14	13	23	38	66	89	145	205	317	423	545
PFA, PFAH	3,31	12	10	17	28	48	65	106	150	231	309	398
TFE	5,26	10	7	12	20	34	46	76	107	166	221	285
	8,37	8	4	7	11	19	26	43	61	95	127	163
	13,3	6	3	5	8	14	19	31	44	67	90	116
	21,2	4	1	3	5	10	13	21	30	47	63	81
	26,7	3	1	3	4	8	11	18	25	39	52	68
	33,6	2	1	2	4	6	9	15	21	32	43	56
PFA, PFAH	42,4	1	1	1	2	4	6	10	14	22	30	39
TFE												

TABLA C4.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 3)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
PFA, PFAH TFE, Z	53,5	1/0	1	1	1	4	5	8	12	19	25	32
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	7	10	15	21	27
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	6	8	13	17	22
	107	4/0	0	1	1	1	3	5	7	10	14	18
Z	2,08	14	16	28	46	79	107	175	247	381	510	657
	3,31	12	11	20	32	56	76	124	175	271	262	466
	5,26	10	7	12	20	34	46	76	107	166	221	285
	8,37	8	4	7	12	21	29	48	68	105	140	180
	13,3	6	3	5	9	15	20	33	47	73	98	127
	21,2	4	1	3	6	10	14	23	33	50	67	87
	26,7	3	1	2	4	7	10	17	24	37	49	63
	33,6	2	1	1	3	6	8	14	20	30	41	53
	42,4	1	1	1	3	5	7	11	16	25	33	43
XHH, XHHW XHHW-2 ZW	2,08	14	10	17	27	47	64	104	147	228	304	392
	3,31	12	7	13	21	36	49	80	113	175	234	301
	5,26	10	5	9	15	27	36	59	84	130	174	224
	8,37	8	3	5	8	15	20	33	47	72	97	124
	13,3	6	1	4	6	11	15	24	35	53	71	92
	21,2	4	1	3	4	8	11	18	25	39	52	67
	26,7	3	1	2	4	7	9	15	21	33	44	56
33,6	2	1	1	3	5	7	12	18	27	37	47	
XHH XHHW, XHHW-2	42,4	1	1	1	2	4	5	9	13	20	27	35
	53,5	1/0	1	1	1	3	5	8	11	17	23	30
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	6	9	14	19	25
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	5	7	12	16	20
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	17
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	152	300	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	177	350	0	0	1	1	1	3	4	6	8	10
	203	400	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	355	700	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	405	800	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	456	900	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	633	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
760	1500	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	
887	1750	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	
1 010	2000	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	

**TABLA C4.- Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubo (conduit) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación 4)**

Letras de	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG o kcmil	16	21	27	35	41	53
FFH-2, RFH-2 RFHH-3	0,824	18	9	16	26	45	61	100
	1,31	16	8	13	22	38	51	84
SF-2, SFF-2	0,824	18	12	20	33	57	77	126
	1,31	16	10	17	27	47	64	104
	2,08	14	8	13	22	38	51	84
SF-1, SFF-1	0,824	18	21	36	59	101	137	223
AF, RFH-1, RFHH-2, TF, TFF, XF, XFF	0,824	18	15	26	43	75	101	165
AF, RFH-2, TF, TFF, XF, XFF	1,31	16	12	21	35	60	81	133
	2,08	14	10	17	27	47	64	104
AF, XF, XFF	0,824	18	25	42	69	119	161	264
TFN, TFFN	1,31	16	19	32	53	91	123	201
PF, PFF, PGF, PGFF, PAF, PTF, PTF, PAFF	0,824	18	23	40	66	113	153	250
	1,31	16	18	31	51	87	118	193
	2,08	14	13	23	38	66	89	145
ZF, ZFF, ZHF, HF, HFF	0,824	18	30	52	85	146	197	322
	1,31	16	22	38	63	108	145	238
	2,08	14	16	28	46	79	107	175
KF-2, KFF-2	0,824	18	44	75	123	212	287	468
	1,31	16	31	53	87	149	202	330
	2,08	14	21	36	60	103	139	227
	3,31	12	14	25	41	70	95	156
	5,26	10	10	17	27	47	64	104
KF-1, KFF-1	0,824	18	52	90	147	253	342	558
	1,31	16	37	63	103	178	240	392
	2,08	14	25	42	69	119	161	264
	3,31	12	16	28	46	79	107	175
	5,26	10	10	18	30	52	70	114
AF, XF, XFF	3,31	12	5	9	14	25	34	56
	5,26	10	4	7	11	19	26	43

TABLA C4A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10)

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
THW, THW-2	8,37	8	3	6	9	16	22	37	52	80	107	138
	13,3	6	1	3	6	10	13	22	31	48	64	82
	21,2	4	1	2	4	7	10	16	23	36	48	62
	33,6	2	1	1	3	5	7	12	17	26	35	45
	42,4	1	1	1	1	4	5	8	12	18	25	32
	53,5	1/0	1	1	1	3	4	7	10	16	21	27
	67,4	2/0	0	1	1	3	4	6	9	13	18	23
	85,0	3/0	0	1	1	2	3	5	7	11	15	20
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	6	9	13	16
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	152	300	0	0	1	1	1	3	4	6	9	11
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	203	400	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	355	700	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	380	750	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4	
THHW	8,37	8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
THHN,	13,3	6	3	5	8	14	19	32	45	70	93	120
THWN,	21,2	4	1	3	5	9	12	20	28	43	58	74
THWN-2	33,6	2	1	1	3	6	8	14	20	31	41	53
	42,4	1	1	1	3	5	6	10	15	23	31	40
	53,5	1/0	1	1	2	4	5	9	13	20	26	34
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	7	10	16	22	28
	85,0	3/0	0	1	1	3	4	6	9	14	18	24
	107	4/0	0	1	1	2	3	5	7	11	15	19
	127	250	0	1	1	1	2	4	6	9	12	15
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	177	350	0	0	1	1	1	3	4	7	9	11
	203	400	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	253	500	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	380	750	0	0	0	1	1	1	1	3	4	6
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4

**TABLA C4A.- Número máximo de conductores compactos en tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado (según la Tabla 1 del Capítulo 10)
(Continuación)**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
XHHW	8,37	8	3	6	9	16	22	37	52	80	107	138
XHHW-2	13,3	6	2	4	7	12	16	27	38	59	80	103
	21,2	4	1	3	5	9	8	20	28	43	58	74
	33,6	2	1	1	3	6	6	14	20	31	41	53
	42,4	1	1	1	3	5	5	10	15	23	31	40
	53,5	1/0	1	1	2	4	4	9	13	20	26	34
	67,4	2/0	1	1	1	3	4	7	11	17	22	29
	85,0	3/0	0	1	1	3	3	6	9	14	18	24
	107	4/0	0	1	1	2	2	5	7	11	15	20
	127	250	0	1	1	1	1	4	6	9	12	16
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	177	350	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	203	400	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	253	500	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	380	750	0	0	0	1	1	1	1	3	4	6
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4

APÉNDICE D (Informativo)

GRADOS DE PROTECCIÓN PROPORCIONADOS POR LOS ENVOLVENTES

D.1 Clasificación Norteamericana

tipo 1: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado y para proporcionar un grado de protección contra la suciedad.

tipo 2: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, para proporcionar un grado de protección contra la suciedad, y para proporcionar un grado de protección contra el goteo y salpicaduras ligeras de líquidos no corrosivos.

tipo 3: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve y tolvanera; y que no se dañe por la formación de hielo en el exterior del envolvente (gabinete)

tipo 3R: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve y que no se dañe por la formación de hielo en el exterior del envolvente (gabinete)

tipo 3S: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve y tolvaneras; y en el cual el mecanismo externo sigue operable cuando se forman capas de hielo.

tipo 4: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve, tolvaneras, salpicaduras de agua y chorro directo de agua y que no se dañe por la formación de hielo en el exterior del envolvente (gabinete).

tipo 4X: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve, tolvaneras, salpicaduras de agua, chorro directo de agua y corrosión y que no se dañe por la formación de hielo en el exterior del envolvente (gabinete).

tipo 5: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, acumulación de polvo del ambiente, pelusa, fibras y partículas flotantes y contra el goteo y salpicaduras ligeras de líquidos no corrosivos.

tipo 6: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve, chorro directo de agua y la entrada de agua durante inmersión temporal ocasional a una profundidad limitada y que no se dañe por la formación de hielo en el exterior del envolvente (gabinete)

tipo 6P: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior o exterior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, lluvia, agua nieve, nieve, chorro directo de agua, corrosión y la entrada de agua durante

inmersión prolongada a una profundidad limitada y que no se dañe por la formación de hielo en el exterior del envolvente (gabinete).

tipo 12: envolventes (gabinetes) construidos (sin discos desprendibles) para uso interior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, el polvo del ambiente, pelusa, fibras, partículas flotantes, contra el goteo y salpicaduras ligeras de líquidos no corrosivos; y contra salpicaduras ligeras y escurrimientos de aceite y refrigerantes no corrosivos.

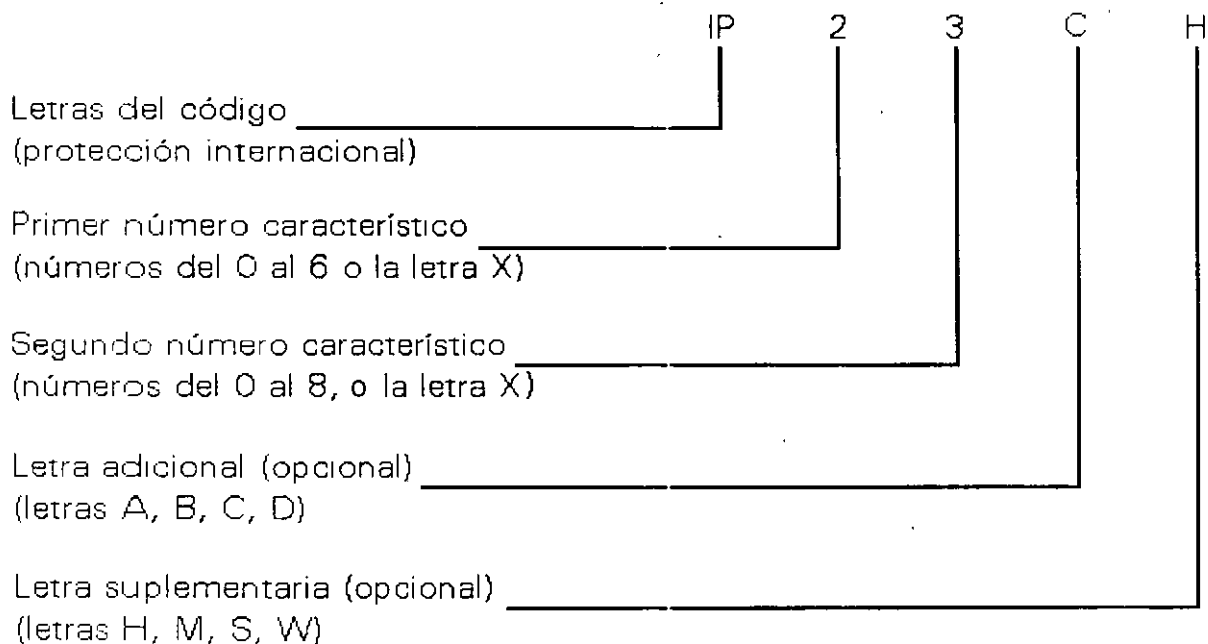
tipo 12K: envolventes (gabinetes) construidos (con discos desprendibles) para uso interior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, el polvo del ambiente, pelusa, fibras, partículas flotantes, contra el goteo y salpicaduras ligeras de líquidos no corrosivos; y contra salpicaduras ligeras y escurrimientos de aceite y refrigerantes no corrosivos.

tipo 13: envolventes (gabinetes) construidos para uso interior para proporcionar un grado de protección al personal contra el contacto accidental con el equipo encerrado, contra la suciedad, el polvo del ambiente, pelusa, fibras, partículas flotantes; y contra el rociado, salpicaduras y escurrimientos de agua, aceite y refrigerantes no corrosivos.

D.2 Clasificación IEC

código IP: un sistema codificado para indicar los grados de protección proporcionados por un envolvente contra el acceso a partes peligrosas, ingreso de objetos extraños sólidos, ingreso de agua y para proporcionar información adicional en relación con dicha protección.

Distribución del código IP

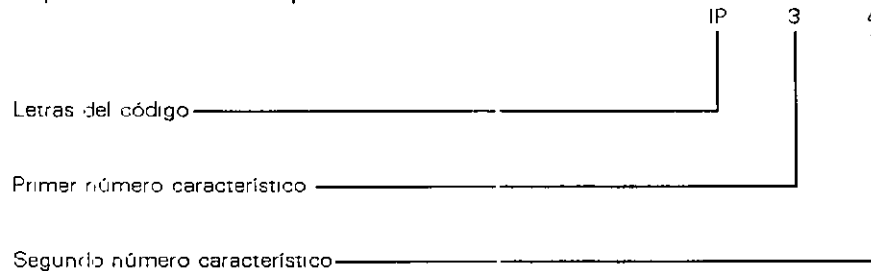


D 2 1 Ejemplos del uso de letras en el código IP

Los ejemplos siguientes sirven para explicar el uso y arreglo de letras en el código IP

IP44	- Sin letras, sin opciones;
IPX5	- Omitir el primer número característico;
IP2X	- Omitir el segundo número característico;
IP20C	- Usar letra adicional;
IPXXC	- Omitir ambos números característicos, utilizar letra adicional;
IPX1C	- Omitir el primer número característico, utilizar letra adicional;
IP3XD	- Omitir el segundo número característico, utilizar letra adicional;
IP23S	- Utilizar letra suplementaria;
IP21CM	- Utilizar letra adicional y letra suplementaria;
IPX5/IPX7	- Dando dos diferentes grados de protección por un envoltorio contra chorros de agua e inmersión temporal para aplicación "dual"

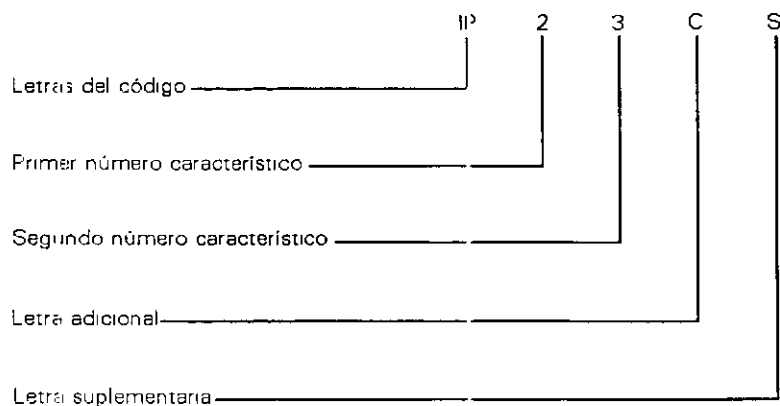
D.2.2 Código IP que no utiliza letras opcionales



Un envoltorio con esta designación (código IP)

- (3) - protege a personas que manejan herramientas con un diámetro de 2,5 mm y mayor, contra el acceso a partes peligrosas;
 - protege al equipo dentro del envoltorio contra el ingreso de objetos extraños sólidos que tienen un diámetro de 2,5 mm y mayor;
- (4) - protege al equipo dentro del envoltorio contra efectos perjudiciales debidos a las salpicaduras de agua contra el envoltorio desde cualquier dirección.

D.2.3 Código IP que utiliza letras opcionales



Un envoltente con esta designación (código IP)

- (2) - protege a las personas contra el acceso a partes peligrosas con los dedos;
 - protege el equipo dentro del envoltente contra el ingreso de objetos extraños sólidos que tienen un diámetro mayor o igual a 12,5 mm;
- (3) - protege el equipo dentro del envoltente contra efectos perjudiciales ocasionados por el rocío de agua contra el envoltente;
- (C) - protege contra el acceso a partes peligrosas a personas que manejan herramientas, con un diámetro mayor o igual a 2,5 mm y una longitud que no excede de 100 mm (la herramienta puede penetrar en el envoltente a toda su longitud);
- (S) - se prueba para la protección contra efectos perjudiciales ocasionados por el ingreso de agua cuando todas las partes del equipo están estacionarias.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA:

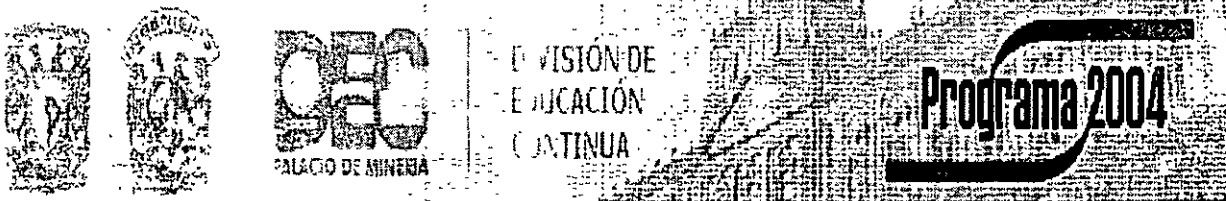
PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS

- **VERIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



VERIFICACION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

El control de calidad de una instalación eléctrica se denomina supervisión eléctrica, y es un proceso que debe estar presente en todas las fases de la ejecución de una obra eléctrica y especialmente, cuando esta ha concluido y se entrega para el servicio.

La supervisión eléctrica es una evaluación constante de la calidad y seguridad del trabajo realizado.

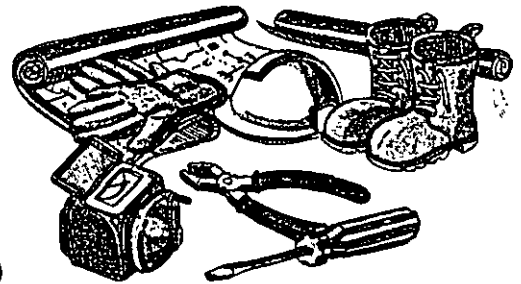
La seguridad de los usuarios de estas instalaciones y de sus bienes es el producto de un trabajo efectuado con idoneidad y ética profesional. Considerando que muchas etapas de una instalación sólo serán conocidas por quienes la ejecuten, es de vital importancia que la labor técnica sea bien realizada.

Las normas de la Secretaría de Energía establecen que toda instalación eléctrica, antes de ser puesta en servicio por el usuario, debe ser inspeccionada y sometida a diversas pruebas o ensayos, a fin de verificar que ella ha sido bien realizada y cumple con los estudios y especificaciones inherentes al proyecto. Lo mismo se exige para las extensiones y modificaciones de instalaciones existentes.

INSPECCION DE LA INSTALACION ELECTRICA

Los técnicos encargados de la supervisión de las instalaciones eléctricas, cuando éstas han finalizado, deberán disponer para su labor de toda la documentación relacionada con la obra eléctrica, esto es:

- Planos definitivos de las instalaciones
- Esquemas y diagramas eléctricos
- Tablas, características y especificaciones técnicas de los componentes de la instalación
- Memoria de cálculo al proyecto
- Elementos de inspección (escalas, herramientas e instrumentos para desarrollar las mediciones finales, etc.)



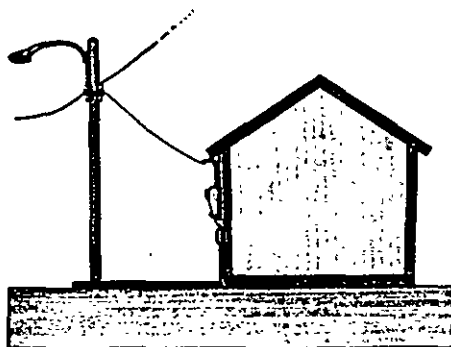
Elementos de Inspección.

Durante la realización de la inspección y de los ensayos o pruebas a las instalaciones, deben ser tomadas todas las precauciones que garanticen la seguridad de las personas encargadas de la supervisión, asimismo, las que eviten daños al equipo y a la propiedad.

La inspección visual de las instalaciones, precede a las pruebas finales y se realiza a través de la inspección física de la instalación, recorriéndola desde el punto de empalme hasta el último elemento de cada circuito de la instalación.

La inspección visual permite tener una idea general de la instalación y de las condiciones técnicas de la ejecución, revisando los siguientes aspectos:

Empalme.

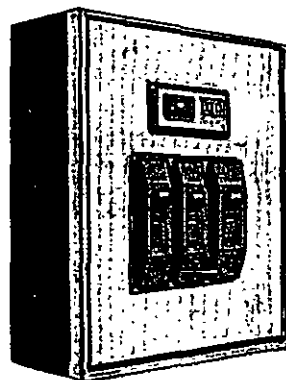


Punto de empalme:

Verificar que se encuentren los conductores, tableros, cajas puestas a tierra especificados en el plano eléctrico.

En este punto se debe verificar además la posición de los tableros, que el alambrado este ordenado, la ausencia de suciedad y de rebabas en los ductos, etc.

Tablero de protección.

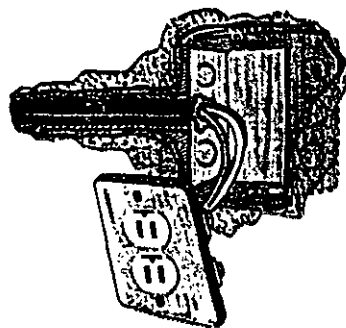


Tableros de protección:

Verificar las condiciones técnicas de:

- Estructura de la caja: pintura, terminación y tamaño.
- Ubicación: altura de montaje, fijación y presentación.
- Componentes: protecciones, alambrado, barras, llegada y salida de ductos, boquillas, tuercas, etc.

Revisión de circuitos.



Circuitos:

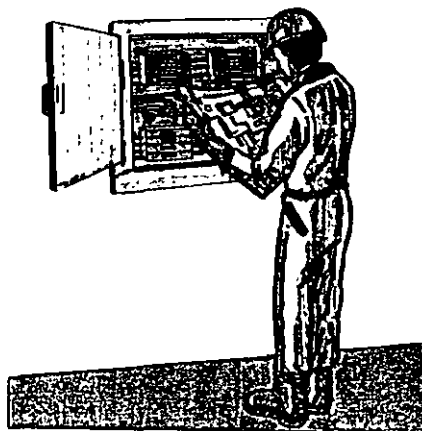
Al momento de revisarlos se debe verificar:

- El dimensionamiento de líneas; revisando la sección de los conductores.
- Los ductos: sus diámetros y las bajadas a caja.
- Las cajas de derivación: inspeccionar la continuidad de líneas, el estado mecánico de los conductores, y coplas la ausencia de rebabas y la limpieza.
- Las cajas de interruptores y enchufes: el estado mecánico de unión al elemento, la llegada de ductos y la calidad de los dispositivos.
- Las puestas a tierra: verificando la sección de conductores, el código de colores, la calidad de las uniones a la puesta de tierra, la llegada al tablero, y la unión a las barras de tierra de servicio y tierra de protección situadas en el tablero.

En resumen, la inspección visual y el análisis de la documentación entregada, tiene el objetivo de verificar que los componentes o elementos permanentemente conectados cumplen las siguientes condiciones:

- Los requisitos de seguridad regulados por normas y reglamentos.
- Materiales correctamente seleccionados e instalados de acuerdo con las disposiciones de las Normas
- Correspondientes: materiales y equipos instalados en buenas condiciones estructurales, es decir, no dañados
- Visiblemente: de modo que puedan funcionar sin falta de la seguridad necesaria.
- Medidas de protección contra choques eléctricos por contacto directo e indirecto.
- Conductores dimensionados adecuadamente y con sus correspondientes dispositivos de protección a las sobrecargas.
- Conductores con sus correspondientes dispositivos de seccionamiento y de comando.
- Accesibles para la operación y mantenimiento de sus instalaciones y elementos.

Inspección visual.



MEDICIONES Y ENSAYOS DE LA INSTALACION

En esta etapa de la supervisión se recurre al uso de instrumentos para verificar, entre otros detalles, el estado de los aislamientos y puestas a tierra, factores de gran importancia para la seguridad de los usuarios de la instalación eléctrica.

Las normas prescriben los ensayos indicados a seguir y recomiendan la manera como proceder en su aplicación.

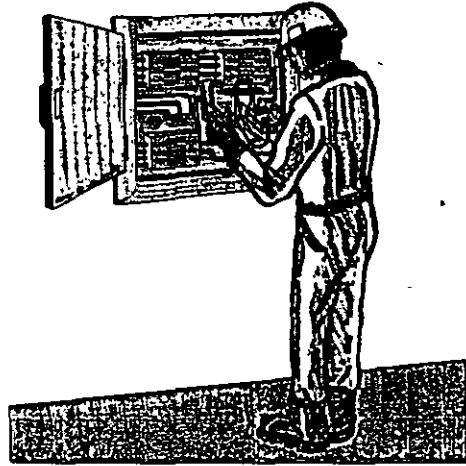
Dentro de los ensayos y mediciones se recomienda considerar las siguientes:

- Continuidad de los conductores de las tierras de servicio y de protección.
- Separación eléctrica de los circuitos.
- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Resistencia de pisos.
- Medición de la resistencia de los electrodos de la tierra de protección.
- Verificación de las características de los dispositivos de protección contra contactos indirectos y directos.
- Verificación de las características de los dispositivos contra cortocircuito y sobrecargas.
- Verificación de polaridades.
- Ensayos de tensión.
- Ensayos de funcionamiento.

Los ensayos o pruebas antes mencionadas, además de asegurar el correcto funcionamiento de un sistema o circuito eléctrico, están destinados a proteger al operador, evitando que corra el riesgo de quedar sometido a tensiones peligrosas por contacto directo o indirecto.

Por esto es fundamental que se cumplan las normas que dispone la Secretaría de Energía.

Mediciones y ensayos.



MEDICIONES DE AISLACION Y PUESTAS EN MARCHA

Medición de Aislación:

Los conductores activos de una instalación eléctrica (neutro y fases), deben estar unidos entre sí y con tierra a través de los aislantes que los recubren, para controlar dicha imperfección o «corriente de fuga», la cual se genera cuando se aplica una tensión entre los conductores por el paso de pequeñas cantidades de corriente a través de los aislantes.

Para instalaciones de hasta 100 metros de longitud se acepta que la corriente de fuga en la salida de la protección general, entre un conductor activo (fase o neutro) y tierra, o entre los dos conductores activos, no sea superior a 1 miliampere (mA).

Dicho de otro modo, la resistencia que el aislamiento opone al paso de la corriente de fuga, o resistencia de aislamiento mínima debe ser:

- De 300,000 ohms para la instalación cuya tensión de servicio sea hasta 220 volts .
- Para instalaciones con tensión de servicio superior a 220 volts, se aceptará una resistencia de aislamiento de
- 1000 ohms por cada volt de tensión de servicio, es decir, si la tensión de servicio es de 380 volts, la resistencia de aislamiento mínima es 380,000 ohms.

Las pruebas o ensayos de aislamiento que se deben realizar durante la supervisión eléctrica son:

- Aislamiento entre cada conductor activo y tierra.
- Aislamiento entre conductores activos.

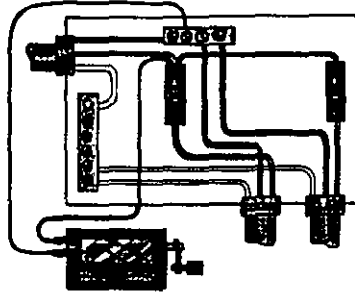
Para hacer ambas mediciones, la instalación debe estar en las siguientes condiciones:

- Sin alimentación de energía eléctrica.
- Ningún receptor conectado. Es decir, sin focos en los portalámparas, y sin equipos o aparatos conectados a los enchufes.
- Los interruptores que controlan a los receptores deben estar conectados, para continuidad eléctrica de la instalación.

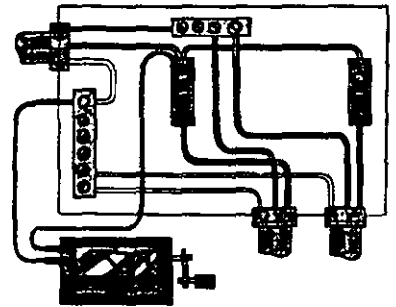
Para realizar la prueba de aislamiento, se debe contar con un instrumento llamado "megger", que mide la resistencia de aislamiento. Estos dispositivos poseen un generador de corriente continua accionado por medio de una manivela, con tensiones de medida de 500 y 100 volts.

Para efectuar el ensayo de la medida de resistencia de aislamiento, se debe conectar el instrumento a la instalación tal como se muestra en la figura, para cada una de las mediciones indicadas anteriormente.

Medidas de aislamiento entre conductores activos a tierra.



Medida de aislamiento entre conductores activos.



Medición de la «puesta a tierra»:

La puesta a tierra de protección debe tener un valor específico, de acuerdo a los requerimientos de las medidas de seguridad contra tensiones por contactos indirectos.

Las mediciones de supervisión eléctrica, para las protecciones contra contactos indirectos son dos:

1. Medida de la tierra de protección.
2. Medida de tierra para la protección diferencial.

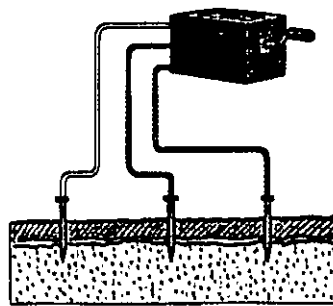
Los objetivos de la «puesta a tierra» son:

- Conducir a tierra (al suelo) todas las corrientes producidas por una falla de aislamiento que haya energizado las carcasas de los equipos eléctricos.
- Evitar que en las carcasas metálicas de los equipos eléctricos aparezcan tensiones que resulten peligrosas para la vida humana.
- Permitir que la protección del circuito (el disyuntor magneto-térmico) despeje la falla en un tiempo no superior a los 5 segundos.
- Controlar el nivel de tensión (voltaje) que aparece en las carcasas de los equipos eléctricos ante una falla de aislamiento, para que éste no alcance valores superiores a las tensiones de seguridad, es decir, 65 volts, en ambientes secos o de bajo riesgo eléctrico (habitaciones interiores y secas) y 24 volts, en ambientes húmedos o de alto riesgo eléctrico (a la intemperie, zonas de humedad permanente, baños, etc.).

Para efectuar el ensayo de medición de una puesta a tierra, se deben tener presente las siguientes condiciones previas:

- La instalación debe estar sin energía.
- Se deben retirar las puestas a tierra de la instalación. Es decir, se debe desconectar la conexión del conductor de puesta a tierra, con la toma a tierra principal (electrodo o barra copperweld).
- La medición se efectúa utilizando un instrumento especial para la evaluación de puestas a tierra. Este instrumento posee tres terminales, los cuales deben ser conectados como lo indica la figura siguiente:
- Uno de los terminales se conecta a la puesta a tierra de la instalación (electrodo copperweld).
- Los otros dos terminales se conectan a dos barras pilotos, que se deben clavar en el terreno a distancias pertinentes.
- Posteriormente, se efectúa la medición haciendo girar la manivela del instrumento.
- La aguja indicará el valor de la resistencia de la puesta a tierra, el que deberá ser igual o menor al valor calculado con la fórmula.

Medición de la puesta a tierra.



Medición de la resistencia de pisos:

Para establecer si un piso es aislante, se efectuará una medida de resistencia colocando sobre el piso un paño húmedo de forma cuadrada y de aproximadamente 270 mm de lado sobre el cual se colocará una placa metálica limpia, sin óxido, de forma cuadrada y de 250 mm por lado, sobre esta última se colocará una placa de madera de igual dimensión y de un espesor mínimo de 20 mm, el conjunto se cargará con un peso de aproximadamente 70 kg.

Se medirá la tensión mediante un voltímetro de resistencia interna R_i de aproximadamente 33,000 ohms, sucesivamente entre:

- Un conductor de fase y la placa metálica; esta tensión la llamaremos V_2 .
- Entre el mismo conductor de fase y una toma de tierra eléctricamente distinta de la placa, y de resistencia despreciable frente a R_i ; esta tensión la llamaremos V_1 .
- La resistencia buscada estará dada por la relación:

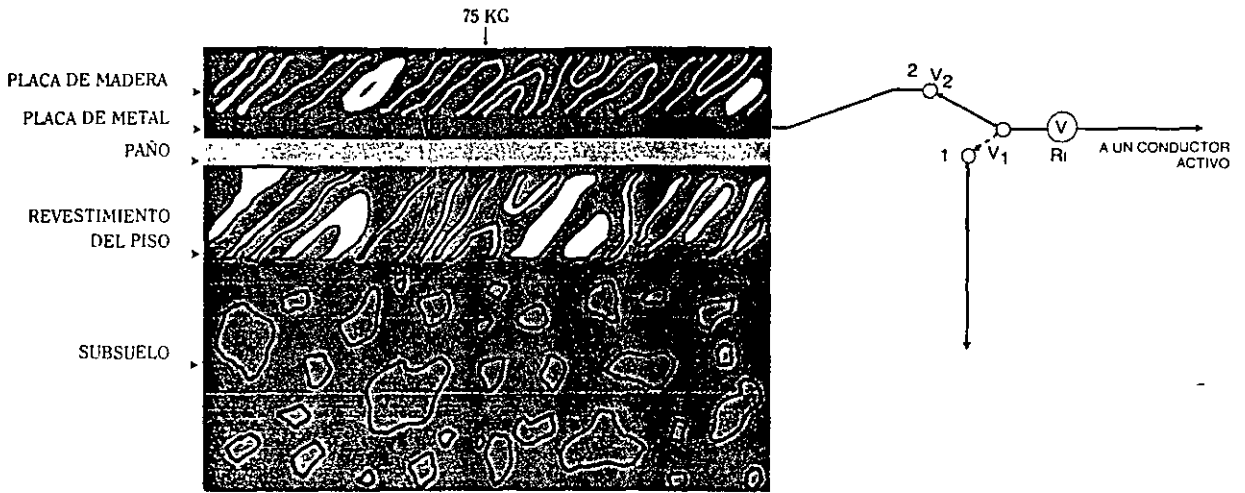
$$R_p = R_i \times \left(\frac{V_1 - V_1}{V_2 - V_1} \right) (\Omega)$$

En un mismo local se efectuarán por lo menos tres mediciones. Si existe un elemento conductor en la zona, por lo menos una de las mediciones deberá hacerse a una distancia de un metro.

Para que el piso sea considerado aislante, ninguna de las mediciones deberá arrojar valores inferiores a 50,000 ohms.

La disposición descrita aquí no es aplicable a sistemas o circuitos con neutro aislado de tierra.

MEDIDA DE RESISTENCIA DE PISOS



$$R_p = R_i \times \left(\frac{V_1}{V_2} - 1 \right) (\Omega)$$

R_p = Resistencia del piso en Ohm
 R_i = Resistencia interna del Voltmetro en Ohm
 V_1 = Lectura del Voltmetro en el Pto 1 en Ohm
 V_2 = Lectura del Voltmetro en el Pto. 2 en Ohm

Ensayo de Polaridades:

Es aplicable cuando las reglas de instalación no permiten el uso de dispositivos unipolares de seccionamiento del neutro.

Ensayo de Tensión Aplicada:

Tiene por objeto verificar la rigidez dieléctrica de los componentes de la instalación.

Ensayos de Funcionamiento:

Debe ser realizado cuando estén montados todos los elementos de la instalación, tales como: tableros, dispositivos de accionamiento, controles y de protección, artefactos, etc., para verificar si el conjunto está en conformidad con las prescripciones y normas establecidas por la Secretaría de Energía.

Procobre México, entidad no lucrativa, es una institución creada con el objetivo de llevar a cabo la promoción de las aplicaciones del cobre y sus aleaciones en los mercados nacionales.

La principal función de Procobre es mejorar la eficiencia de las industrias del cobre alrededor del mundo, por medio de proyectos de desarrollo de mercados y actividades tecnológicas.

Procobre México promueve en todos los ámbitos al cobre y las aplicaciones que representen mejores expectativas de incremento en ventas de los productos del cobre, beneficiando así a toda la cadena productiva.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA:

**CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSIÓN EN EL
SISTEMA**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



**DIVISIÓN DE
EDUCACIÓN
CONTINUA**

Programa 2004

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA - SUMINISTRO - TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS

POWER SYSTEMS - SUPPLY - STANDARD VOLTAGES

1 OBJETIVO

Esta norma mexicana establece los valores de tensiones eléctricas de servicio, nominales de sistema y nominales de utilización, en sistemas eléctricos de potencia así como las tolerancias de operación para dichos valores, con objeto de:

- a) Establecer tensiones eléctricas nominales normalizadas y sus tolerancias para la operación de sistemas eléctricos.
- b) Establecer una clasificación de tensiones eléctricas normalizadas para equipos y sus tolerancias.
- c) Establecer una nomenclatura uniforme, en cuanto a la terminología utilizada para las tensiones eléctricas.
- d) Lograr un mejor conocimiento de las tensiones eléctricas asociadas con sistemas eléctricos, a fin de lograr una operación y diseño económicos.
- e) Coordinar las tensiones eléctricas del sistema con las de servicio y utilización, así como sus tolerancias.
- f) Establecer las bases para el desarrollo y diseño de equipo, a fin de lograr una mejor armonización conforme a las necesidades de los usuarios.
- g) Proveer una guía para la selección de tensiones eléctricas de nuevos sistemas eléctricos y para cambios en los existentes.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Los valores establecidos por esta norma son aplicables a sistemas eléctricos de potencia de corriente alterna a frecuencia de 60 Hz y tensiones eléctricas mayores de 100 V y hasta 400 kV.

Esta norma aplica en los Estados Unidos Mexicanos

3 DEFINICIONES

3.1 **sistema eléctrico:** conjunto de equipos, dispositivos, aparatos, accesorios, materiales y conductores de líneas y circuitos de transmisión y distribución, comprendidos desde la fuente hasta los equipos de utilización

3.2 **punto de interconexión:** frontera donde el sistema eléctrico del suministrador se enlaza con el sistema del usuario.

NOTA - Esta definición implica que parte del sistema eléctrico pertenece al suministrador mientras que otra al usuario. La extensión de cada una depende de la naturaleza y características del servicio.

3.3 **equipos de utilización:** aparatos y dispositivos que emplean energía eléctrica y la convierten en otras formas de energía.

3.4 **suministrador:** entidad responsable de proporcionar energía eléctrica al usuario a través del sistema eléctrico.

3.5 **usuario:** persona o entidad consumidora de energía eléctrica y responsable de la instalación para tal fin.

3.6 **tensión eléctrica:** diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos o conductores cualesquiera pertenecientes a un circuito.

3.7 **tensión eléctrica nominal:** valor de la tensión eléctrica asignado a un sistema, parte de un sistema, un equipo o cualquier otro elemento y a la cual se refieren ciertas características de operación y/o comportamiento de éstos.

3.8 **tensión eléctrica nominal del sistema:** valor de la tensión eléctrica de una parte determinada de un sistema eléctrico, y correspondiente a la parte del sistema conectado a una fuente o transformador o equipo de utilización.

3.9 **parte de un sistema (subsistema):** sección de un sistema eléctrico, que opera a un mismo nivel de tensión eléctrica, comprendida entre un generador y un transformador, dos transformadores o un transformador y los equipos de utilización.

3.10 **tensión eléctrica nominal de utilización:** valor de la tensión eléctrica para determinados equipos de utilización usados en un sistema eléctrico

3.11 **frecuencia del sistema:** número de ciclos o alternancias por segundo que efectúa la tensión eléctrica de un sistema eléctrico, expresada en hertz

NOTA - En México, la frecuencia normalizada del sistema es de 60 Hz.

3.12 **tensión eléctrica de servicio:** valor de la tensión eléctrica asignado en el punto de interconexión. El valor real está dentro de la banda limitada por las tolerancias establecidas.

3.13 **nivel de tensión eléctrica:** clasificación de las diferentes tensiones eléctricas por intervalos o gamas

3.14 **tensión eléctrica normalizada:** valores de tensión eléctrica contenidos en la tabla 1 y tabla A1 de la presente norma

3.15 **tensiones eléctricas preferentes:** valores de tensión eléctrica nominal normalizados que deben ser empleados y entre los cuales constituyen un conjunto del cual debe seleccionarse la tensión eléctrica más adecuada para operar un sistema eléctrico o parte de él.

3.16 **tensiones eléctricas restringidas:** valores de tensión eléctrica nominal normalizados existentes en secciones del sistema eléctrico cuyo crecimiento debe limitarse, aceptando inevitablemente algunas ampliaciones moderadas debido a que por su grado de desarrollo y al valor de las instalaciones, no es posible eliminar.

3.17 **tensiones eléctricas congeladas:** valores de tensión eléctrica nominal normalizados existentes en secciones del sistema eléctrico que no tienen crecimiento y se eliminan progresivamente, hasta su desaparición, mediante la conversión a la tensión eléctrica preferente más próxima.

4 CLASIFICACIÓN

Por nivel de tensión eléctrica del sistema, las tensiones eléctricas normalizadas se clasifican en:

- **Baja tensión,** desde 100 V hasta 1 000 V;
- **Media tensión,** mayor de 1 000 V hasta 34,5 kV;
- **Alta tensión,** mayor de 34,5 kV hasta 230 kV; y
- **Extra alta tensión,** mayor de 230 kV hasta 400 kV.

Por su uso las tensiones eléctricas se clasifican en:

- **Tensiones eléctricas preferentes;**
- **Tensiones eléctricas restringidas;** y
- **Tensiones eléctricas congeladas**

5 ESPECIFICACIONES

5.1 Tensiones eléctricas normalizadas

Las tensiones eléctricas normalizadas del sistema son las indicadas en la tabla 1.

5.2 Selección de la tensión eléctrica normalizada

Cuando un sistema nuevo es construido o cuando un nivel nuevo de tensión eléctrica se integra a un existente debe seleccionarse uno o más de los sistemas preferentes de tensión eléctrica nominal de la tabla 1. La selección lógica y económica depende de varios factores, tales como el tipo y el tamaño del sistema.

Para cualquier tensión eléctrica nominal de sistema, las tensiones eléctricas reales existentes en varios puntos y tiempos de cualquier sistema eléctrico, se recomienda que estén comprendidas dentro de las tolerancias dadas en la tabla 1.

El diseño y operación de sistemas eléctricos y el diseño de equipos alimentados por tales sistemas deben coordinarse con respecto a estas tensiones eléctricas de tal forma que los equipos funcionen satisfactoriamente en la banda de tensiones de utilización que se encuentran en el sistema.

5.3 Tensiones eléctricas existentes

Otras tensiones existentes en varios puntos se especifican en la tabla 1, aunque algunos factores económicos requieren que éstas continúen en uso, y en algunos casos puede ser que su uso se extienda, debe considerarse que es conveniente evitar su utilización en nuevos sistemas o en nuevos niveles de tensión eléctrica.

Los sistemas de 4 160 V, 6 900 V y 13 800 V son particularmente utilizadas en sistemas industriales que suministran energía, principalmente, a cargas polifásicas, incluyendo motores de gran capacidad porque estas tensiones corresponden a motores de 4 000 V, 6 600 V y 13 200 V.

6 MÉTODO DE PRUEBA

El método de prueba aplicable para determinar el cumplimiento de la presente norma consiste en la medición con equipo calibrado para tal fin.

TABLA 1.- Tensiones eléctricas normalizadas

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema (1)			Tensión eléctrica de servicio		Tensión eléctrica nominal de utilización (3)
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	<u>120/240</u> 480	.. <u>220 Y/127</u> <u>480 Y/277</u> ..	126/252 231/133,3 504/291 504	108/216 198/114,3 432/249,4 432	<u>115/230</u> <u>208 Y/120</u> <u>460 Y/265</u> 460
Media tensión		2 400 <u>4 160</u> .. <u>13 800</u> .. <u>23 000</u> .. <u>34 500</u>	.. (2) <u>13 800 Y/7 970</u> .. <u>23 000 Y/13 280</u> .. <u>34 500 Y/19 920</u>	2 520 4 368 7 245 14 490 14 490:8 366 24 150 24 150:13 943 36 225 36 225:20 915	2 160 3 744 6 210 12 420 12 420:7 171 20 700 20 700:11 951 31 050 31 050:17 927	2 300 <u>4 000</u> <u>6 600</u> <u>13 200</u>
Alta tensión		<u>69 000</u> 85 000 <u>115 000</u> 138 000 161 000 230 000		72 450 89 250 120 750 144 900 169 050 241 500	62 100 76 500 103 500 124 200 144 900 207 000	
Extra alta tensión		<u>400 000</u>		420 000	360 000	
NOTAS						
1	En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente por que la tendencia es su desaparición (ver Apéndice A).					
2	El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de servicio se obtiene aplicando la tolerancia de + 5% y -10% al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema.					
3	La tolerancia de + 5% y -10% para obtener la tensión eléctrica de servicio es recomendada, ya que permite disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 120 V vs. 127 V) sin embargo prevalece la establecida en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.					
4	Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenidos y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición transitoria.					
(1)	Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas; el resto son tensiones restringidas.					
(2)	Tensión eléctrica nominal de distribución subterránea en media tensión.					
(3)	La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización está en función de la tensión eléctrica máxima de servicio y de la caída de máxima permisible en la instalación del usuario.					

APÉNDICE A
(Normativo)
TENSIONES CONGELADAS

TABLA A1.- TENSIONES CONGELADAS

Tensión eléctrica nominal congelada
V
440
kV
4.4
6.0
6.9
11.8
20
44
60
66
70
90
95
150

7 BIBLIOGRAFÍA

ANSI C 84 1 - 1995 Electric Power Systems and Equipments - Voltage Rates (60 Hz)

8 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

Esta norma no concuerda con la Norma Internacional IEC 38, standard voltages, debido a que responde al estado actual del sistema eléctrico en México.

APÉNDICE B
(Informativo)**COMENTARIOS A LA TABLA 1**

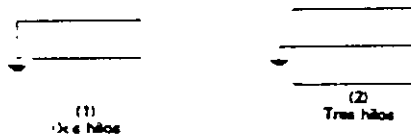
- a) Las tensiones nominales del sistema contenidas en la tabla 1 se aplican a todas las partes del sistema eléctrico, tanto para el suministrador como para el usuario. Es importante notar que la tensión eléctrica de utilización existe en diferentes puntos de la instalación. Se entiende que la tensión eléctrica en los puntos de utilización es igual o menor que la tensión eléctrica de servicio entregada en los puntos del suministro.

- b) Atendiendo al hecho de que los motores de potencia integral, los equipos de aire acondicionado y refrigeración o ambos, pueden constituir alta concentración de carga en algunos circuitos, las tensiones de utilización de tales equipos y de los motores y su sistema de control, son generalmente más bajos que la tensión eléctrica del sistema. Esto corresponde con las bandas de tensión eléctrica de utilización de la tabla 1. Otros equipos de utilización son generalmente designados con la tensión eléctrica nominal del sistema.

APÉNDICE C (Informativo)

PRINCIPALES CONEXIONES DE TRANSFORMADORES PARA PROPORCIONAR LAS TENSIONES NOMINALES DE SISTEMA DE LA TABLA 1

Sistemas monofásicos



Sistemas trifásicos tres hilos (Nota 2)



Sistemas trifásicos cuatro hilos



NOTAS

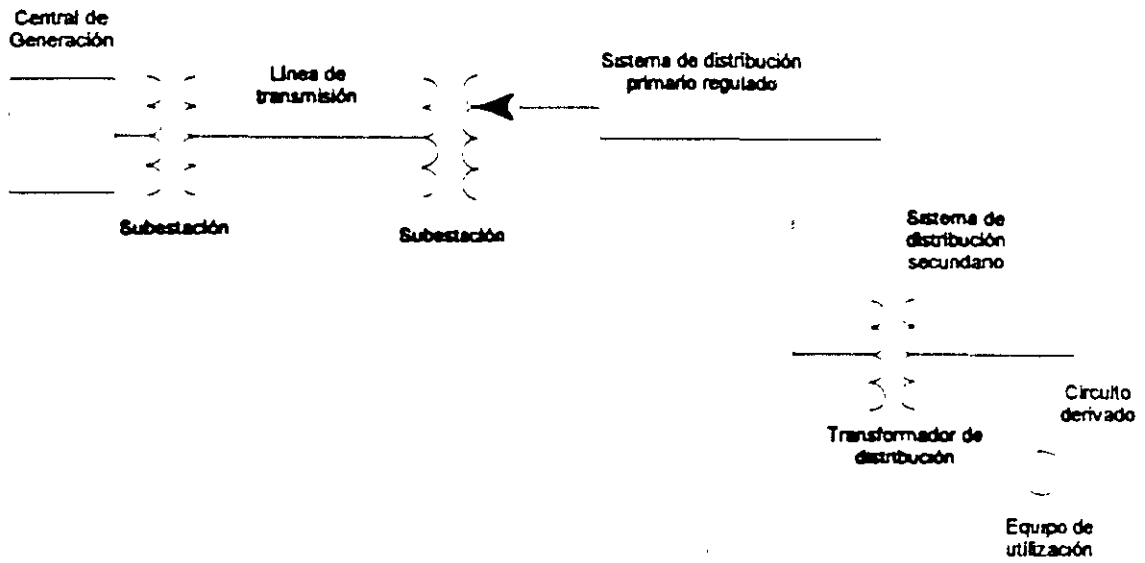
- 1 Los diagramas muestran las conexiones de los devanados secundarios de transformadores para suministrar las tensiones nominales de sistema indicadas en la tabla 1.

Los sistemas de más de 600 V son sólo de tres fases y se proporcionan empleando las conexiones 3 y 5 sin neutro sólidamente a tierra y/o flotante, o con la conexión 7.

Los sistemas de 120 V a 600 V pueden proporcionarse por conexiones de una fase-tres hilos, tres fases tres hilos, tres fases cuatro hilos y todas las conexiones mostradas son empleadas en alguna medida para los sistemas en este intervalo de tensión eléctrica.
- 2 Los sistemas de tres fases tres hilos pueden o no conectarse a tierra sólidamente a través de impedancia, pero no se pretende que alimenten cargas conectadas de fase a neutro, como en los sistemas de tres fases cuatro hilos.
- 3 En las conexiones 5 y 6 la tierra puede estar conectada en el punto medio de uno de los devanados (como se muestra si es accesible), o en un conductor de fase (esquina conectada a tierra) u omitirse.
- 4 Los servicios monofásicos y las cargas monofásicas pueden suministrarse a través de sistemas de una fase o de tres fases, y son conectados fase a fase. Cuando son alimentados desde sistemas de tres fases tres hilos y de fase a fase o de fase a neutro cuando son alimentados de sistemas de tres fases cuatro hilos.

APÉNDICE D
(Informativo)

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA



1.4.14 fórmulas y tablas para cálculo de factores

a.— FORMULARIO DE FACTORES MAS COMUNES

Factor de Demanda	=	$\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conectada}} \leq 1$
Factor de Diversidad	=	$\frac{\text{Suma de las Demandas Máximas Individuales}}{\text{Demanda Máxima del Sistema}} > 1$
Factor de Carga	=	$\frac{\text{Promedio de Carga en un Período}}{\text{Carga Máxima en el Mismo Período}} \leq 1$
Factor de Utilización	=	$\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Potencia Nominal}} \leq 1$

b.— FACTORES DE DEMANDA ESTABLECIDOS

COMERCIAL		INDUSTRIAL	
COMERCIO	F.D.	INDUSTRIA	F.D.
Alumbrado Público	1.00	Acetileno (Fca. de)	0.70
Apartamentos	0.35	Armadoras de Autos	0.70
Bancos	0.70	Carpinterías (talleres de)	0.65
Bodegas	0.50	Carne (Empacadoras)	0.80
Casinos	0.85	Cartón (Productos de)	0.50
Correos	0.30	Cemento (Fca. de)	0.65
Escuelas	0.70	Cigarros (Fca. de)	0.60
Garages	0.60	Dulces (Fca. de)	0.45
Hospitales	0.40	Fundición (talleres de)	0.70
Hoteles Chicos	0.50	Galletas (Fca. de)	0.55
Hoteles Grandes	0.40	Hielo (Fca. de)	0.90
Iglesias	0.60	Herrería (Talleres de)	0.50
Mercados	0.80	Imprentas	0.60
Multifamiliares	0.25	Jabón (Fca. de)	0.60
Oficinas	0.65	Lámina (Fca. Artículos)	0.70
Restaurants	0.65	Lavandería Mecánica	0.80
Teatros	0.60	Niquelado (Talleres de)	0.75
Tiendas	0.65	Maderería	0.65
		Marmolería (talleres de)	0.70
		Mecánico (Taller)	0.75
		Muebles (Fca. de)	0.65
		Pan (Fca. mecánica de)	0.55
		Papel (Fca. de)	0.75
		Periódicos (rotativas)	0.75
		Pinturas (Fca. de)	0.70
		Química (Industria)	0.50
		Refinerías (Petróleo)	0.60
		Refrescos (Fca. de)	0.55
		Textiles (Fca. telas)	0.65
		Vestidos (Fca. de)	0.45
		Zapatos (Fca. de)	0.65

**c.- FACTORES DE DEMANDA DE
ALIMENTADORES PARA CARGAS DE
ALUMBRADO**

TIPO DE LOCAL	PORCION DE LA CARGA DE ALUMBRADO A LA CUAL SE APLICA EL FACTOR DE DEMANDA (EN WATTS)	FACTOR DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR
Unidades Habitacionales	Primeros 3,000 o menos a	100%
	3,001 siguientes hasta 120,000 a	35%
	Resto, de más de 120,000 a	25%
* Hospitales	Primeros 50,000 o menos a	40%
	Restantes, más de 50,000 a	20%
* Hoteles —incluyendo casas de apartamentos, sin provisión de cocina por los ocupantes	Primeros 20,000 o menos, a	50%
	20,001 siguientes hasta 100,000 a	40%
	Resto, sobre 100,000 a	30%
Bodegas (almacenaje)	Primeros 12,500 o menos a	100%
	Restante, más de 12,500 a	50%
Todos los demás	Carga total en watts	100%

*Los factores de demanda de esta Tabla no se aplicarán a la carga calculada para los subalimentadores, en áreas de hospitales y hoteles en que sea probable el empleo de la totalidad del alumbrado, al mismo tiempo, por ejemplo, en salas de operaciones, salones de baile o comedores, etc., para éstos se empleará un factor de demanda de 100%.
Basado en NEC - 1978.

**d.- FACTORES DE DEMANDA COMUNES
PARA EL CALCULO DE ALIMENTADORES
PRINCIPALES Y DE SERVICIO**

CARACTERISTICA DEL SERVICIO	RANGO DE FACTORES DE DEMANDA COMUNES
Motores para bombas, compresoras, elevadores, máquinas, herramientas, ventiladores, etc	20 a 60%
Motores para operaciones semi-continuas en algunos molinos y plantas de proceso	50 a 80%
Motores para operaciones continuas, como en máquinas textiles.	70 a 100%
Hornos de arco.	80 a 100%
Hornos de inducción	80 a 100%
Soldadoras de arco	30 a 60%
Soldadoras de resistencia	10 a 40%
Calentadores de resistencia, hornos.	80 a 100%

e.- TABLA DE FORMULAS ELECTRICAS PARA CORRIENTE DIRECTA Y CORRIENTE ALTERNA

PARA DETERMINAR	CORRIENTE DIRECTA	CORRIENTE ALTERNA:		
		MONOFASICA	BIFASICA	TRIFASICA
Corriente (I) Conociendo HP	$I = \frac{HP \times 746}{V \eta}$	$I = \frac{HP \times 746}{V \eta F.P.}$	$I = \frac{HP \times 746}{2 V \eta F.P.}$	$I = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} V_f \eta F. P.}$
Corriente (I) Conociendo la Potencia activa (W)	C.D., 2 hilos: $I = \frac{W}{V_f}$	1 fase, 2 hilos: $I = \frac{W}{V f.p.}$	$I = \frac{W}{2V \times F.P.}$	3 fases, 3 hilos. 3 fases, 4 hilos: $I = \frac{W}{\sqrt{3} V_f F.P.}$
	C.D., 3 hilos: $I = \frac{W}{2V}$	1 fase, 3 hilos (conductores de fase) $I = \frac{W}{2V f.p.}$		3 fases, 4 hilos: $I = \frac{W}{3 V f.p.}$
Corriente (I) Conociendo la Potencia aparente (VA)	-----	$I = \frac{VA}{V}$	$I = \frac{VA}{2V}$	$I = \frac{VA}{\sqrt{3} V_f}$
Potencia Activa (W)	$W = VI$	$W = VI f.p.$	$W = 2VI f.p.$	$\sqrt{3} V_f I f.p.$
Potencia Aparente (VA)	-----	$VA = VI$	$VA = 2VI$	$VA = \sqrt{3} V_f I$
Potencia en la Flecha en HP	$HP = \frac{VI \eta}{746}$	$HP = \frac{VI \eta F. P.}{746}$	$HP = \frac{2VI \eta F. P.}{746}$	$HP = \frac{\sqrt{3} V_f I \eta F. P.}{746}$
Factor de Potencia (F.P.)	UNITARIO	$f.p. = \frac{W}{VI} = \frac{W}{VA}$	$F.P. = \frac{W}{2VI} = \frac{W}{VA}$	$f.p. = \frac{W}{\sqrt{3} V_f I} = \frac{W}{VA}$
Sección de Conductor en mm ²	LEY DE OHM	$S = \frac{4 LI}{Ve \%}$	$S = \frac{2 LI}{Ve \%}$	$S = \frac{2 \sqrt{3} LI}{V_f e \%}$

SIMBOLOGIA

donde:

- I = corriente por fase en amperes.
- L = longitud en metros.
- V = tensión al neutro en volts.
- e % = caída de tensión en porciento.
- V_f = tensión entre fases en volts.
- n = eficiencia expresada en %.

HP = caballos de potencia

F P = factor de potencia (unitario)

W = potencia activa en watts

VA = potencia aparente en volt ampere.

Velocidad Síncrona

$$RPM = \frac{f \times 120}{p}$$

donde:

- RPM = revoluciones por minuto.
- f = frecuencia.
- P = número de polos.

1.4.3 circuitos de corriente alterna

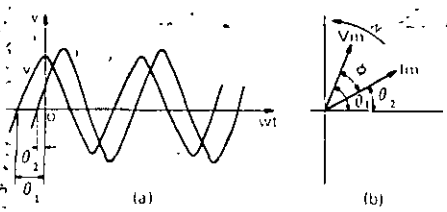
a.- DEFASAMIENTO ENTRE TENSION E INTENSIDAD DE CORRIENTE

FRECUENCIA ANGULAR (ω)

$\omega = 2\pi f$ (radianes x segundo)

f = frecuencia en Hertz

$T = \frac{1}{f}$ donde: T = período



Valor máximo de la tensión o intensidad (V_0, I_0) es la amplitud del ciclo correspondiente; valor medio (V_m, I_m) es la media de los valores instantáneos durante un ciclo.

$\sqrt{\frac{\sum u_i^2}{m}}$ valor eficaz ($\sqrt{I_{ef}}$) es la raíz cuadrada de la media de los cuadrados de los valores instantáneos $\sqrt{\frac{\sum u^2}{m}}$

Estos valores son exactos cuando el número de mediciones o valores instantáneos m es infinito.

$V_m = 0.63 V_0$ $V_{ef} = 0.707 V_0$
 $I_m = 0.63 I_0$ $I_{ef} = 0.707 I_0$

b.- CIRCUITO CON RESISTENCIA PURA

La intensidad está en fase con la tensión

CIRCUITO

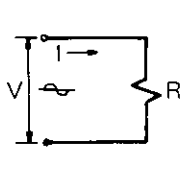
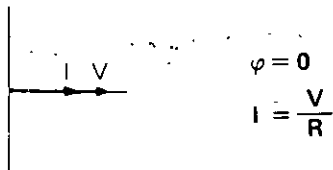


DIAGRAMA VECTORIAL



c.- CIRCUITO CON INDUCTANCIA PURA

La intensidad se retrasa 90° respecto a la tensión.

CIRCUITO

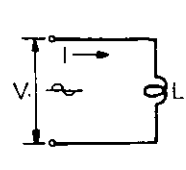
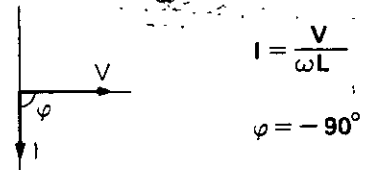


DIAGRAMA VECTORIAL



d.- CIRCUITO CON CAPACITANCIA PURA

La corriente se adelanta 90° con respecto a la tensión.

CIRCUITO

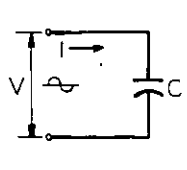
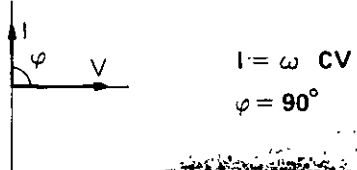


DIAGRAMA VECTORIAL



e.- INDUCTANCIA Y RESISTENCIA EN SERIE

CIRCUITO

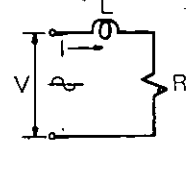
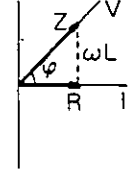


DIAGRAMA VECTORIAL



$I = \frac{V}{Z} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$ $\cos \phi = \frac{R}{Z}$

donde.
 R = resistencia en ohms
 ω = frecuencia angular.
 L = inductancia o autoinducción en henrys

Ejemplo:
 Una bobina está sometida a una corriente alterna de 220 volts y 50 ciclos por segundo. La resistencia óhmica de la bobina es de 3 ohms y su coeficiente de autoinducción de 0,02

henrys. Determinar la corriente que circulará por la bobina y el defasaje entre la intensidad y la tensión.

$$\omega = 2\pi f = 314$$

$$I = \frac{220}{\sqrt{3^2 + 314^2 \times 0.02^2}} = 31.65 \text{ amperes}$$

$$\cos \varphi = \frac{6}{6.95} = 0.43$$

f.- CAPACITANCIA Y RESISTENCIA EN SERIE

CIRCUITO **DIAGRAMA VECTORIAL**

$$I = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \frac{1}{\omega^2 C^2}}}$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z}$$

C en farads

Ejemplo:

Un capacitor de 10 microfarads y una resistencia de 60 ohms está unido en serie en un circuito a 220 volts y 50 ciclos por segundo. Determinar la corriente que circulará por este circuito y el defasaje entre la intensidad y la tensión.

$$\omega = 2\pi f = 314$$

$$I = \frac{220}{\sqrt{60^2 + \frac{1}{314^2 \times (10 \times 10^{-6})^2}}} = 0.68 \text{ amperes}$$

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{220}{0.68} = 323.53$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z} = \frac{60}{323.53} = 0.1855$$

g.- RESISTENCIA, INDUCTANCIA Y CAPACITANCIA EN SERIE

CIRCUITO **DIAGRAMA VECTORIAL**

$$I = \frac{V}{\sqrt{R^2 + (\omega L - \frac{1}{\omega C})^2}}$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z}$$

Ejemplo:

Un capacitor de 20 microfarads y una bobina de 0.6 henrys y 100 ohms, están en serie en un circuito a 220 volts y 50 ciclos por seg. Determinar la intensidad de corriente que circula por este circuito y el defasaje entre la intensidad y la tensión.

$$\omega = 2\pi f = 314$$

$$I = \frac{220}{\sqrt{100^2 + (314 \times 0.6 - \frac{1}{314 \times 20 \times 10^{-6}})^2}} = 2.11 \text{ amperes}$$

$$\cos \varphi = \frac{100}{104} = 0.96$$

h.- RESISTENCIA Y CAPACITANCIA EN PARALELO

CIRCUITO **DIAGRAMA VECTORIAL**

$$I = V \sqrt{\frac{1}{R^2} + \omega^2 C^2}$$

$$I_r = \frac{V}{R}$$

$$I_c = V \omega C$$

$$\cos \varphi = \frac{1}{R \sqrt{\frac{1}{R^2} + \omega^2 C^2}}$$

Ejemplo:

Un capacitor de 4 microfarads y una resistencia de 50 ohms están derivados en un circuito a 220 volts y 50 ciclos por seg

Determinar la corriente I que circulará por este circuito, las corrientes que pasarán por la resistencia y el capacitor, y el defasamiento entre la corriente y la tensión.

$$I = 220 \sqrt{\frac{1}{50^2} + 314^2 \times (4 \times 10^{-6})^2} = 4.42 \text{ amperes}$$

La corriente que circula por la resistencia es.

$$I_r = \frac{220}{50} = 4.4 \text{ amperes}$$

Y por el capacitor:

$$I_c = 220 \times 314 \times 4 \times 10^{-6} = 0.27 \text{ amperes}$$

$$\cos \varphi = \frac{1}{50 \sqrt{\frac{1}{50^2} + 314^2 (4 \times 10^{-6})^2}} = 0.99$$

i.- INDUCTANCIA Y RESISTENCIA EN SERIE MAS CAPACITANCIA EN PARALELO

CIRCUITO

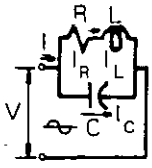
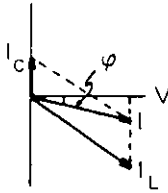


DIAGRAMA VECTORIAL



$$I = \frac{V}{\frac{X_c}{\sqrt{R^2 + X_L^2}} + \frac{1}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_c)^2}}}$$

donde:

$$X_L = \omega L$$

$$X_c = \frac{1}{\omega C}$$

$$I_c = V \omega C$$

$$I_L = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

Ejemplo:

Una bobina que tiene una inductancia de 0.8 henrys y 10 ohms de resistencia se enlaza en paralelo con un capacitor de 15 microfarads, en un circuito a 220 volts y 50 ciclos por seg. Determinar la intensidad que circula por el circuito y la que circula por la bobina y por el capacitor.

$$\omega = 2 \pi f = 314$$

$$X_c = \frac{10^6}{314 \times 15} = 212 \text{ ohms}$$

$$X_L = 314 \times 0.8 = 251 \text{ ohms}$$

$$I = \frac{220}{212 \sqrt{\frac{10^2 + 251^2}{10^2 + (251-212)^2}}} = 0.16 \text{ amperes}$$

Por el capacitor circulará la corriente:

$$I_c = \frac{220}{212} = 1.03 \text{ amperes}$$

Y por la bobina

$$I_L = \frac{220}{\sqrt{10^2 + 251^2}} = 0.88 \text{ amperes}$$

1.4.4 máquinas de corriente directa

a.- TENSION PRODUCIDA POR UNA DINAMO

$$E = \frac{\phi n W}{60 \times 10^8}$$

donde

E = tensión en volts

 ϕ = flujo del campo en maxwells

n = revoluciones por minuto

W = número de espiras en el inducido

Ejemplo:

¿Cuál será la f e m producida por una dínamo cuyo inducido tiene 250 espiras y gira a 1 500 r.p.m. en un campo de 2 000 000 de maxwells?

$$E = \frac{2 \times 10^6 \times 1500 \times 250}{60 \times 10^8} = 125 \text{ volts}$$

b.- TENSION DISPONIBLE EN LOS BORNES

$$E_1 = E - R_i \times I$$

donde

R_i = resistencia del inducido en ohms

I = corriente que circula por el inducido

Ejemplo.

¿Qué tensión dispondremos en los bornes de una dínamo, que en vacío produce 125 volts, y que al ser acoplada a un circuito exterior circulan por éste 50 amperes? La resistencia del inducido es de 0.05 ohms

$$E_1 = 125 - 0.05 \times 50 = 122.5 \text{ volts}$$



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

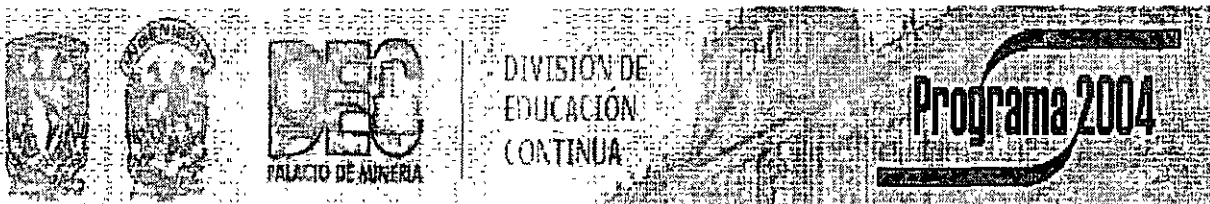
TEMA:

**INGENIERÍA DE DISEÑO
SISTEMAS DE ALUMBRADO**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



2.5 cálculo de alumbrado

2.5.1 alumbrado de interiores

a.- METODOS

Desde principio de 1960, el método para calcular el nivel de iluminación promedio en un espacio ha sido el método IES de cavidad zonal. Este método supone que cada local está constituido por tres diferentes zonas o cavidades. Cada una de ellas será tratada en conjunto, ya que tienen un efecto en cada una de las otras cavidades para producir iluminación uniforme. Este método calcula niveles de iluminación promedio horizontales a través de un espacio.

Cuando se necesita un nivel de iluminación en un punto específico, se debe usar el método de "punto por punto". El método de "punto por punto" utiliza la curva fotométrica que nos muestra la distribución de candelas-potencia, producida por la lámpara o luminario y por medio de trigonometría básica, el diseñador puede conocer los niveles de iluminación en superficies tanto horizontales como verticales.

2.5.1.1 método de cavidad zonal

a.- DESCRIPCION

Este sistema, también llamado "metodo de lúmen", divide el local en tres cavidades separadas. Estas son:

- (1) Cavidad del techo
- (2) Cavidad del local
- (3) Cavidad del piso

- (1) **Cavidad de techo.** Es el área medida desde el plano del luminario al techo. Para luminarios colgantes existirá una cavidad de techo, para luminarios colocados directamente en el techo o empotrados en el mismo no existirá cavidad de techo.
- (2) **Cavidad de local.** Es el espacio entre el plano de trabajo donde se desarrolla la tarea y la parte inferior del luminario; el plano de trabajo se encuentra localizado normalmente arriba del nivel del piso. En algunos casos, donde el plano de trabajo es considerado a nivel del piso, el espacio desde el luminario al piso se considera como cavidad de local. En el lenguaje de iluminación la distancia desde el plano de trabajo a la parte inferior del luminario es llamado "altura de montaje del luminario".
- (3) **Cavidad de piso.** Se considera desde el piso a la parte superior del plano de trabajo, o bien, el nivel donde se realiza la tarea específica. Para áreas de oficina esta distancia es aproximadamente de 76 cms. (2.5 pies). Para bancos de trabajo en industrias deberá considerarse 92 cms. (3 pies) aproximadamente. Si el trabajo o tarea se desarrolla en el piso, no existe cavidad de piso. En la Fig No. 1 se muestra el espaciamiento relativo de las cavidades del local, techo y piso, así como la "altura de montaje" de los luminarios.

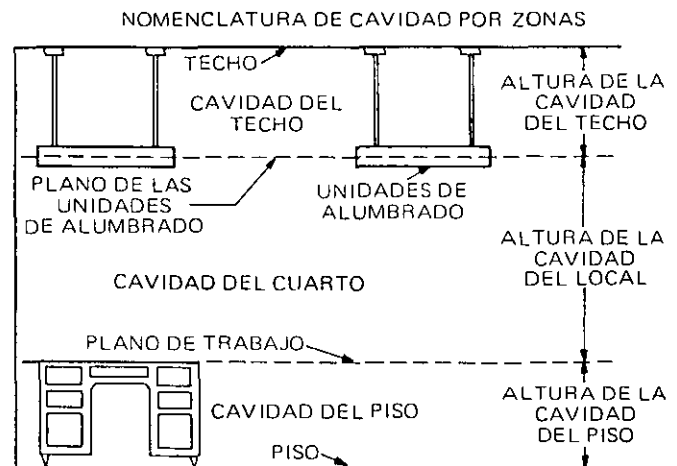


Fig. 1

Para nuestros cálculos nos referiremos a las tres cavidades por los símbolos normalmente usados para describirlos.

h_{cc} = Altura de la cavidad del techo

h_{rc} = Altura de cavidad del local

h_{fc} = Altura de cavidad de piso

b.—TEORIA DEL METODO DE CAVIDAD ZONAL

La teoría básica considerada en este método de cálculo de iluminación es que la luz producida por una lámpara o luminario es reflejada por todas las superficies del área. Las reflexiones múltiples de la luz desde el luminario y desde las superficies del local actúan para producir la luz en el plano de trabajo. Debido a este hecho es muy importante determinar:

- (1) Las dimensiones del local
- (2) Las reflectancias del local referente a:
 - 2.1) techo
 - 2.2) paredes, y
 - 2.3) piso
- (3) Características de la lámpara
- (4) Características del luminario
- (5) Efectos ambientales
 - 5.1) polvo y suciedad
 - 5.2) temperatura
- (6) Mantenimiento planeado del sistema de iluminación

Con el objeto de producir un lux en el plano de trabajo, el sistema de iluminación debe producir un lúmen sobre cada metro cuadrado. De hecho, la definición de lux es

Un lúmen por metro cuadrado, o bien, establecido en forma matemática.

$$\frac{1 \text{ lúmen}}{\text{m}^2} = 1 \text{ lux}$$

Por lo tanto, un nivel de iluminación promedio de 1,000 luxes sobre un área de 10 m² requerirá de 10,000 lúmenes (desde el sistema de iluminación) que sean dirigidos al plano de trabajo.

Conforme la fuente de luz se encuentre mas distante del plano de trabajo, el nivel de iluminación se reducirá en proporción al cuadrado de la distancia. Por ejemplo, si un sistema de iluminación produce 1,000 luxes a una distancia de 10 metros, entonces a 20 metros el mismo sistema no producirá la mitad sino una cuarta parte del nivel de iluminación, o sea 250 luxes, ⁽¹⁾ o sea:

$$I = \frac{1}{d^2} = \frac{1}{(2)^2} = \frac{1}{4} = \text{Una cuarta parte del nivel original}$$

donde: I = nivel de iluminación
d = distancia del luminario al plano de trabajo

Cuatro veces la distancia no producirá $\frac{1}{4}$ parte sino $\frac{1}{(4)^2}$ o un $\frac{1}{16}$ del nivel original.

NOTA: (1) Generalmente para fuentes puntuales cercanas, puede variar ligeramente cuando se utilizan fuentes difusas.

TERMINADO DEL LOCAL

Es muy importante recordar que los colores de las superficies del local tienen un gran efecto en el nivel de iluminación producido por un sistema. Usar colores claros en las paredes, techos y pisos, dará como resultado un nivel mayor de iluminación que si se usan colores oscuros. Lo anterior se aplica a muebles dentro del local, materiales colgantes y alfombras.

c.—FORMULAS BASICAS - METODO DE CAVIDAD ZONAL

La fórmula básica para determinar el número de luminarios necesarios para producir un nivel de iluminación deseado para un espacio conocido es como sigue:

$$\text{Luxes} = \frac{\text{No. de luminarios} \times \text{lámparas/luminarios} \times \text{lúmenes/lámparas} \times \text{C.U.} \times \text{m.f.}}{\text{Area}}$$

donde: C.U. = coeficiente de utilización

m.f. = factor de mantenimiento
= L.L.D. X L.D.D.

L.L.D. = depreciación de lúmenes de la lámpara

L.D.D. = depreciación del luminario

FACTORES DE DEPRECIACION

Obsérvese que la fórmula requiere del conocimiento de las lámparas, luminario y factores de mantenimiento

Trataremos ahora cómo determinar los factores y dónde encontrarlos.

(a) Factores de lámpara

1) Valor de lúmenes iniciales

2) Lúmenes mantenidos o lúmenes medios (promedio) producidos por la lámpara a través de sus horas de vida (L.L.D. = depreciación de lúmenes de la lámpara).

(b) Factores de luminario

1) Factor de depreciación de luminario (L.D.D. = factor de depreciación de luminario debido al polvo).

2) Coeficiente de utilización (c.u.)

A. Los fabricantes de lámparas publican datos en los cuales se indica el valor inicial de producción lumínica y el valor medio (promedio), o la depreciación de lúmenes de la lámpara a través de las horas de vida (L.L.D.).

B. Los fabricantes de luminarios publican datos sobre los mismos, los cuales incluyen la pérdida de luz debido al polvo y suciedad en la superficie de los luminarios y controlentes (en caso de que se usen). También normalmente proporcionan el coeficiente de utilización para diferentes tamaños de local, usando diferentes reflectancias de las superficies. El coeficiente de utilización es un parámetro que nos indica qué tan eficiente es el luminario en convertir los lúmenes producidos por la lámpara en nivel de iluminación útil.

Un coeficiente de utilización de .80 significa que de la luz emitida por la lámpara solamente un .80 u 80% se puede utilizar en el plano de trabajo. Esto indica que el coeficiente de utilización depende de otros factores independientes del luminario, como son las reflectantes de las superficies del local discutidas anteriormente.

Hemos establecido que el método de cavidad zonal provee un nivel de iluminación promedio uniforme en un local. Sin embargo, es válido siempre y cuando el luminario se encuentre localizado correctamente y tenga una distribución adecuada en relación a la altura de montaje y espaciamiento entre luminarios conforme a los valores recomendados.

Los fabricantes de luminarios especifican el espaciamiento máximo entre luminarios en relación a la altura de montaje. Este factor es conocido como la relación del "espaciamiento a altura de montaje" o S/M.H.

d.— PASOS A SEGUIR PARA CALCULAR UN SISTEMA DE ILUMINACION

Con objeto de simplificar el procedimiento de cálculo para determinar el número de luminarios así como la localización de éstos en el área, se deben seguir los siguientes pasos:

- (1) Determinar el tipo de trabajo que se desarrollará en el local. Esto servirá para determinar la calidad y cantidad de luz que se necesita.
El Illuminating Engineering Society of North America indica los niveles de iluminación recomendados para trabajos específicos.
- (2) Determinar qué fuente luminosa deberá usarse.
- (3) Determinar qué condiciones ambientales prevalecerán en el área. Esto nos ayudará a determinar los efectos de polvo, suciedad y las condiciones ambientales que se deberán tomar en cuenta
- (4) Determinar las condiciones físicas y operaciones del área y cómo se usará. Esto incluye dimensiones del local, valores de reflectancia, localización del plano de trabajo y características operacionales, tales como:
Horas diarias de trabajo y periodo de tiempo en años del sistema durante el cual será usado.
- (5) Seleccionar el luminario que se usará. Algunos de los factores que ayudan a determinar el luminario que deberá usarse son:
 - a) Altura de montaje
 - b) Tipo de lámpara seleccionada
 - c) Características de depreciación del luminario
 - d) Restricciones físicas del montaje (colgante, empotrado, abierto, cerrado, etc.)
 - e) Mantenimiento requerido (limpieza del reflector y el reemplazo de las lámparas)
 - f) Costo, tamaño y peso
 - g) Aspecto estético
- (6) Determinar los factores de depreciación de luz para el área. Los factores de pérdida de luz se pueden dividir en dos categorías:
 - a) No recuperables
 - b) Recuperables

Los factores no recuperables se consideran como:

La temperatura ambiental, la cual puede afectar el compor-

tamiento del luminario; voltaje de alimentación al luminario; voltaje de alimentación al luminario, características del balastro y características de las superficies del luminario (el material actual cambia sus características a través de sus horas de vida).

Los factores recuperables son:

La depreciación de la producción lumínica de la lámpara, las lámparas fuera de operación, depreciación de la luminaria debido al polvo, depreciación de la superficie del local debido al polvo.

Multiplicando todos los factores de pérdida se obtiene un factor de pérdida neta.

Con el fin de simplificar los cálculos, usaremos en el siguiente ejemplo únicamente los dos factores que afectan en mayor proporción la pérdida de luz, a saber:

L.L.D. = Depreciación de lúmenes de lámpara

L.D.D. = Depreciación del luminario debido al polvo

Multiplicando estos dos factores obtenemos el factor de mantenimiento (m.f.)

- (7) Cálculo de las relaciones de cavidad

- (a) Cavidad de local
- (b) Cavidad de techo
- (c) Cavidad de piso

La fórmula para el cálculo de la relación de cavidad es:

$$\text{Relación de Cavidad} = \frac{5 \times \text{altura} \times (\text{largo} + \text{ancho})}{\text{largo} \times \text{ancho}}$$

Donde:

Altura = Altura de cavidad de local, piso o techo

- (8) Determinar las reflectantes efectivas correspondientes a las cavidades de techo y piso. Este procedimiento contempla el efecto de interreflexión de la luz considerando las diferentes superficies del local. En la tabla 11a, se indican las reflectancias efectivas.

Si todas las superficies son altamente reflectivas, o si los luminarios se encuentran localizados directamente en el

techo, no será necesario efectuar este cálculo. En este caso se puede usar el valor actual de las reflectancias de las superficies (estimadas o medidas) para determinar el coeficiente de utilización.

(9) Determinar el coeficiente de utilización (c.u.).

El coeficiente de utilización se encuentra en los datos técnicos proporcionados por el fabricante, para el luminario que se usará. (Ver tabla 12a y 12b).

Se notará que con el objeto de seleccionar el valor apropiado del c.u. de esas tablas, se deberán conocer primeramente las reflectancias efectivas de techo, pared y piso. La mayoría de las tablas muestran solamente un valor como reflectancia de piso. Este valor es 20% y es considerado como un valor normal. En caso de que el valor de reflectancia sea mayor o menor del 20% se debe corregir de acuerdo con los datos disponibles en la tabla No. 13

(10) Cálculo del número de luminarios requeridos:

Con los datos anteriores se debe aplicar la fórmula siguiente

$$\text{No. de luminarios} = \frac{\text{área} \times \text{lúmenes (promedio mantenido)}}{\text{No. de lámparas/luminario} \times \text{lúmenes/lámpara} \times \text{coeficiente de utilización} \times \text{factor de mantenimiento}}$$

Ejemplo:

- (a) Dimensiones del local
 - Longitud 150 metros
 - Ancho 30 metros
 - Altura 8.5 metros
- (b) Altura del plano de trabajo 1.0 metros
- (c) Altura de montaje del luminario 6.0 metros (refiérase a la Fig. No. 1)
- (d) Las reflectancias del local son.
 - Paredes 30%
 - Techo 80%
 - Piso 20%
- (e) La lámpara será.
 - Lumalux LU-400
 - Lúmenes iniciales por lámpara 50,000
 - L.L.D. = .90
- (f) El luminario escogido requiere una lámpara por luminario (luminario tipo 16)
- (g) La depreciación del luminario debido al polvo, el factor es .85 u 85%
- (h) El nivel de iluminación requerido, es de 1,000 luxes

En las tablas de relación de cavidad encontramos que las relaciones son:

- Cavidad de local = 1.2
- Cavidad del techo = 0.3
- Cavidad del piso = 0.2

Estos factores también pueden ser calculados como sigue:

$$\text{- Cavidad de techo} = \frac{5 \times 1.5 (30 + 150)}{30 \times 150} = \frac{5 \times 1.5 \times 180}{4,500} = 0.3$$

$$\text{Relación de cavidad de local} = \frac{5 \times 6 (30 + 150)}{4,500} = 1.2$$

$$\text{Relación de cavidad de piso} = \frac{5 \times 1 (30 + 150)}{4,500} = 0.2$$

Tomando en cuenta las relaciones de cavidad, podemos determinar las reflexiones efectivas y de esta manera determinar el valor neto efectivo de reflectancias para techo y piso, las cuales son:

$$P_{cc} = \text{Reflectancia efectiva de techo} = .74$$

$$P_{fc} = \text{Reflectancia efectiva de piso} = .19$$

En la tabla de coeficientes de utilización de luminarios podemos encontrar que el coeficiente de utilización para este luminario en particular es aproximadamente de 0.7941 \approx 0.795

Tomando 0.795 como coeficiente de utilización, se puede calcular el número de luminarios como sigue.

$$\text{No. de luminarios} = \frac{4,500 \times 1,000}{1 \times 50,000 \times 0.795 \times .765} = 147.98 \approx 148$$

Por lo tanto, el número de luminarios será de 148

Calcularemos el área promedio de luminario como sigue

$$\frac{\text{área total}}{\text{No. de luminarios}} = \frac{4,500}{148} = 30.40 \text{ m}^2$$

El espaciamiento entre luminarios se determinará obteniendo la raíz cuadrada del área promedio por luminario:

$$\text{Espaciamiento promedio} = \sqrt{\text{área/luminario}} = \sqrt{30.40} = 5.51 = 5.51 \text{ mts.}$$

El número aproximado de luminarios en cada hilera se puede encontrar dividiendo primero la longitud del local por el espaciamiento promedio, posteriormente dividiendo el ancho del local por el espaciamiento promedio

$$\text{a lo largo} \frac{150}{5.51} = 27.22 \text{ luminarios}$$

$$\text{a lo ancho} \frac{30}{5.51} = 5.44 \text{ luminarios}$$

El número instalado en cada hilera podría ser 29 X 5 = 145 ó 28 X 6 = 168

La localización se determinará de acuerdo con las limitaciones físicas del espacio en el local.

Deberemos también asegurarnos de que la relación de espaciamiento a altura de montaje no exceda lo especificado por el fabricante de luminarios.

La máxima relación S/M H. para este luminario en particular es de 1.5 o sea que el espaciamiento no debe ser mayor que 1.5 veces la altura de montaje. En nuestro ejemplo, la altura de montaje es de seis metros, podremos sin embargo, utilizar hasta nueve metros entre luminarios y aún así mantener uniforme nuestro nivel de iluminación.

En nuestro ejemplo, el espaciamiento es de 5 a 5.5 metros, por lo tanto, la distribución es la adecuada.

e.- TABLA DE RELACIONES DE CAVIDAD

DIMENSIONES DEL LOCAL		DIMENSIONES DE LA CAVIDAD																			
ANCHO	LARGO	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8	9	10	11	12	14	16	29	25	30
8	8	12	19	25	31	37	44	50	62	75	88	100	112	125	-	-	-	-	-	-	-
	10	1.1	1.7	2.2	2.8	3.4	3.9	4.5	5.6	6.7	7.9	9.0	10.1	11.3	12.4	-	-	-	-	-	-
	14	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.4	3.9	4.9	5.9	6.9	7.8	8.8	9.7	10.7	11.7	-	-	-	-	-
	20	0.9	1.3	1.7	2.2	2.6	3.1	3.5	4.4	5.2	6.1	7.0	7.9	8.8	9.6	10.5	12.2	-	-	-	-
	30	0.8	1.2	1.6	2.0	2.4	2.8	3.2	4.0	4.8	5.5	6.3	7.1	7.9	8.7	9.5	11.0	-	-	-	-
40	0.7	1.1	1.5	1.9	2.3	2.6	3.0	3.7	4.5	5.3	5.9	6.5	7.1	7.9	8.1	8.8	10.3	11.8	-	-	-
10	10	10	15	20	25	30	35	40	50	60	70	80	90	10.0	11.0	12.0	-	-	-	-	-
	14	0.9	1.3	1.7	2.1	2.5	3.0	3.4	4.3	5.1	6.0	6.9	7.8	8.6	9.5	10.4	12.0	-	-	-	-
	20	0.7	1.1	1.5	1.9	2.3	2.6	3.0	3.7	4.5	5.3	6.0	6.8	7.5	8.3	9.0	10.5	12.0	-	-	-
	30	0.7	1.0	1.3	1.7	2.0	2.3	2.7	3.3	4.0	4.7	5.3	6.0	6.6	7.3	8.0	9.4	10.6	-	-	-
	40	0.6	0.9	1.2	1.6	1.9	2.2	2.5	3.1	3.7	4.4	5.0	5.6	6.2	6.9	7.5	8.7	10.0	12.5	-	-
60	0.6	0.9	1.2	1.5	1.7	2.0	2.3	2.9	3.5	4.1	4.7	5.3	5.9	6.5	7.1	8.2	9.4	11.7	-	-	-
12	12	0.8	1.2	1.7	2.1	2.5	2.9	3.3	4.2	5.0	5.8	6.7	7.5	8.4	9.2	10.0	11.7	-	-	-	-
	16	0.7	1.1	1.5	1.8	2.2	2.5	2.9	3.6	4.4	5.1	5.8	6.5	7.2	8.0	8.7	10.2	11.6	-	-	-
	24	0.6	0.9	1.2	1.6	1.9	2.2	2.5	3.1	3.7	4.4	5.0	5.6	6.2	6.9	7.5	8.7	10.0	12.5	-	-
	36	0.6	0.8	1.1	1.4	1.7	1.9	2.2	2.8	3.3	3.9	4.4	5.0	5.5	6.0	6.6	7.8	8.8	11.0	-	-
	50	0.5	0.8	1.0	1.3	1.5	1.8	2.1	2.6	3.1	3.6	4.1	4.6	5.1	5.6	6.2	7.2	8.2	10.2	-	-
70	0.5	0.7	1.0	1.2	1.5	1.7	2.0	2.4	2.9	3.4	3.9	4.4	4.9	5.4	5.9	6.8	7.8	9.7	12.2	-	-
14	14	0.7	1.1	1.4	1.8	2.1	2.5	2.9	3.6	4.3	5.0	5.7	6.4	7.1	7.8	8.5	10.0	11.4	-	-	-
	20	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	3.0	3.6	4.2	4.9	5.5	6.1	6.7	7.3	8.6	9.8	12.3	-	-
	30	0.5	0.8	1.0	1.3	1.6	1.8	2.1	2.6	3.1	3.7	4.2	4.7	5.2	5.8	6.3	7.3	8.4	10.5	-	-
	42	0.5	0.7	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.4	2.9	3.3	3.8	4.3	4.7	5.2	5.7	6.7	7.8	9.5	11.9	-
	60	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.8	2.2	2.6	3.1	3.5	3.9	4.4	4.8	5.2	6.1	7.0	8.8	10.9	-
90	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	2.0	2.5	2.9	3.3	3.7	4.1	4.5	5.0	5.8	6.6	8.3	10.3	12.4	-
17	17	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.3	2.9	3.5	4.1	4.7	5.3	5.9	6.5	7.0	8.2	9.4	11.7	-	-
	25	0.5	0.7	1.0	1.2	1.5	1.7	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	7.0	8.0	10.0	12.5	-
	35	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	2.2	2.6	3.1	3.5	3.9	4.4	4.8	5.2	6.1	7.0	8.7	10.9	-
	50	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	2.0	2.4	2.8	3.1	3.5	3.9	4.3	4.5	5.4	6.2	7.7	9.7	11.6
	80	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4	1.8	2.1	2.5	2.9	3.3	3.6	4.0	4.3	5.1	5.8	7.2	9.0	10.9
120	0.3	0.5	0.7	0.8	1.0	1.2	1.3	1.7	2.0	2.3	2.7	3.0	3.4	3.7	4.0	4.7	5.4	6.7	8.4	10.1	
20	20	0.5	0.7	1.0	1.2	1.5	1.7	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	7.0	8.0	10.0	12.5	-
	30	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.7	2.1	2.5	2.9	3.3	3.7	4.1	4.5	4.9	5.8	6.6	8.2	10.3	12.4
	45	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3	1.4	1.8	2.2	2.5	2.9	3.3	3.6	4.0	4.3	5.1	5.8	7.2	9.1	10.9
	60	0.3	0.5	0.7	0.8	1.0	1.2	1.3	1.7	2.0	2.3	2.7	3.0	3.4	3.7	4.0	4.7	5.4	6.7	8.4	10.1
	90	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	4.2	4.8	6.0	7.5	9.0
150	0.3	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.4	1.7	2.0	2.3	2.6	2.9	3.2	3.4	4.0	4.6	5.7	7.2	8.6	
24	24	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.7	2.1	2.5	2.9	3.3	3.7	4.1	4.5	5.0	5.8	6.7	8.2	10.3	12.4
	32	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.8	2.2	2.6	2.9	3.3	3.6	4.0	4.3	5.1	5.8	7.2	9.0	11.0
	50	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.5	1.8	2.2	2.5	2.8	3.1	3.4	3.7	4.4	5.0	6.2	7.8	9.4
	70	0.3	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.4	1.7	2.0	2.2	2.5	2.8	3.0	3.3	3.8	4.4	5.5	6.9	8.2
	100	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	1.3	1.6	1.8	2.1	2.4	2.6	2.9	3.1	3.7	4.2	5.2	6.5	7.9
160	0.2	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.1	2.4	2.6	2.8	3.3	3.8	4.7	5.9	7.1	
30	30	0.3	0.5	0.7	0.8	1.0	1.2	1.3	1.7	2.0	2.3	2.7	3.0	3.3	3.7	4.0	4.7	5.4	6.7	8.4	10.0
	45	0.3	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.4	1.7	1.9	2.2	2.5	2.7	3.0	3.3	3.8	4.4	5.5	6.9	8.2
	60	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.5	1.7	2.0	2.2	2.5	2.7	3.0	3.5	4.0	5.0	6.2	7.4
	90	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.1	1.3	1.6	1.8	2.0	2.2	2.5	2.7	3.1	3.6	4.5	5.6
	150	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.8	3.2	4.0	5.0	5.9
200	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.0	2.2	2.6	3.0	3.7	4.7	5.6	
36	36	0.3	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.4	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.0	3.3	3.9	4.4	5.5	6.9	8.3
	50	0.2	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.9	3.3	3.8	4.8	5.9	7.2
	75	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.3	2.5	2.9	3.3	4.1	5.1	6.1
	100	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	3.0	3.8	4.7	5.7
	150	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	2.4	2.8	3.5	4.3	5.2
200	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.3	2.6	3.3	4.1	4.9	
42	42	0.2	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.9	2.1	2.4	2.6	2.8	3.3	3.8	4.7	5.9	7.1
	60	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.8	3.2	4.0	5.0	6.0
	90	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	2.4	2.8	3.5	4.4	5.2
	140	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	3.1	3.9	4.6	5.6
	200	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6	1.7	2.0	2.3	2.9	3.6	4.3	5.3
300	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	1.9	2.2	2.8	3.5	4.2	
50	50	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.8	3.2	4.0	5.0	6.0
	70	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.4	1.5	1.7	1.9	2.0	2.4	2.7	3.4	4.3	5.1
	100	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.3	1.5	1.6	1.8	2.1	2.4	3.0	3.7	4.5
	150	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.7	0.8	0.9	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6	1.9	2.1	2.7	3.3	4.0
	300	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6	1.9	2.3	2.9	3.5
60	60	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.3	2.7	3.3	4.2	5.0	6.0
	100	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.7	0.8	0.9	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6	1.9	2.1	2.7	3.3	4.0
	150	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.4	1.6	1.9	2.3	2.9	3.5
	300	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	2.0	2.5	3.0
	75	75	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.7	0.8	0.9	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6	1.9	2.1	2.7	3.3
120		0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4</													

f.- PORCENTAJE DE LAS REFLECTANCIAS EFECTIVAS DE TECHO O PISO PARA VARIAS COMBINACIONES DE REFLECTANCIAS

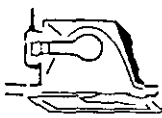
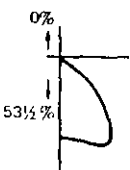

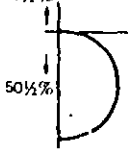

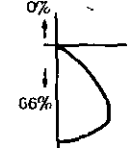

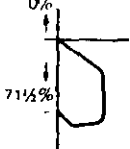

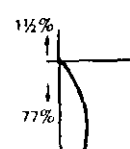
% DE REFLECTANCIA BASE*	90	80	70	60	50
% DE REFLECTANCIA DE PARED	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0
RELACION DE CAVIDAD					
0.2 -	89 88 88 87 86 85 85 84 84 82	79 78 78 77 77 76 75 75 74 72	70 69 68 68 67 67 66 66 65 64	60 59 59 58 57 56 56 55 53	50 50 49 49 48 48 47 46 46 44
0.4	88 87 80 85 84 83 81 80 79 76	79 77 76 75 74 73 72 71 70 68	69 68 67 66 65 64 63 62 61 58	60 59 59 58 57 56 54 53 52 50	50 49 48 48 47 46 45 45 44 42
0.6	87 86 84 82 80 79 77 76 74 73	78 76 75 73 71 70 68 66 65 63	69 67 65 64 63 61 59 58 57 54	60 58 57 56 55 53 51 51 50 46	50 48 47 46 45 44 43 42 41 38
0.8	87 85 82 80 77 75 73 71 69 67	78 75 73 71 69 67 65 63 61 57	68 66 64 62 60 58 56 55 53 50	59 57 56 55 54 51 48 47 46 43	50 48 47 45 44 42 40 39 38 36
1.0	86 83 80 77 75 72 69 66 64 62	77 74 72 69 67 65 62 60 57 55	68 65 62 60 58 55 53 52 50 47	59 57 55 53 51 48 45 44 43 41	50 48 46 44 43 41 38 37 36 34
1.2	85 82 78 75 72 69 66 63 60 57	76 73 70 67 64 61 58 55 53 51	67 64 61 59 57 54 50 48 46 44	59 56 54 51 49 46 44 42 40 38	50 47 45 43 41 39 36 35 34 29
1.4	85 80 77 73 69 65 62 59 57 52	76 72 68 65 62 59 55 53 50 48	67 63 60 58 55 51 47 45 44 41	59 56 53 49 47 44 41 39 38 36	50 47 45 42 40 38 35 34 32 27
1.6	84 79 75 71 67 63 59 56 53 50	75 71 67 63 60 57 53 50 47 44	67 62 59 56 53 47 45 43 41 38	59 55 52 48 45 42 39 37 35 33	50 47 44 41 39 36 33 32 30 26
1.8	83 78 73 69 64 60 56 53 50 48	75 70 66 62 58 54 50 47 44 41	66 61 58 54 51 46 42 40 38 35	58 55 51 47 44 40 37 35 33 31	50 46 43 40 38 35 31 30 28 25
2.0	83 77 72 67 62 56 53 50 47 43	74 69 64 60 56 52 48 45 41 38	66 60 56 52 49 45 40 38 36 33	58 54 50 46 43 39 35 33 31 29	50 46 43 40 37 34 30 28 26 24
2.2	82 76 70 65 59 54 50 57 44 40	74 68 63 58 51 49 45 42 38 35	66 60 55 51 48 43 38 36 34 32	58 53 49 45 42 37 34 31 29 28	50 46 42 38 36 33 29 27 24 22
2.4	82 75 69 64 58 53 48 45 41 37	73 67 61 56 52 47 43 40 36 33	65 60 54 50 46 41 37 35 32 30	58 53 48 44 41 36 32 30 27 26	50 46 42 37 35 31 27 25 23 21
2.6	81 74 67 62 56 51 46 42 38 35	73 66 60 55 50 45 41 38 34 31	65 59 54 49 45 40 35 33 30 28	58 53 48 43 39 35 31 28 26 24	50 46 41 37 34 30 26 23 21 20
2.8	81 73 66 60 54 49 44 40 36 34	73 65 59 53 48 43 39 36 32 29	65 59 53 48 43 38 33 30 28 26	58 53 47 43 38 34 29 27 24 22	50 46 41 36 33 29 25 22 20 19
3.0	80 72 64 58 52 47 42 38 34 30	72 65 58 52 47 42 37 34 30 27	64 58 52 47 42 37 32 29 27 24	57 52 46 42 37 32 28 25 23 20	50 45 40 36 32 28 24 21 19 17
3.2	79 71 63 56 50 45 40 36 32 28	72 65 57 51 45 40 35 33 28 25	64 58 51 46 40 36 31 28 25 23	57 51 45 41 36 31 27 23 22 18	50 44 39 35 31 27 23 20 18 16
3.4	79 70 62 54 48 43 38 34 30 27	71 64 56 49 44 39 34 32 27 24	64 57 50 45 39 35 29 27 24 22	57 51 45 40 35 30 26 23 20 17	50 44 39 35 30 26 22 19 17 15
3.6	78 69 61 53 47 42 36 32 28 25	71 63 54 48 43 38 32 30 25 23	63 56 49 44 38 33 28 25 22 20	57 50 44 39 34 29 25 22 19 16	50 44 39 34 29 25 21 18 16 14
3.8	78 63 60 51 45 40 35 31 27 23	70 62 53 47 41 36 31 28 24 22	63 56 49 43 37 32 27 24 21 19	57 50 43 38 33 29 24 21 19 15	50 44 38 34 29 25 21 17 15 13
4.0	77 69 58 51 44 39 33 29 25 22	70 61 53 46 40 35 30 26 22 20	63 55 48 42 36 31 26 23 20 17	57 49 42 37 32 28 23 20 18 14	50 44 38 33 28 24 20 17 15 12
4.2	77 62 57 50 43 37 32 28 24 21	69 60 52 45 39 34 29 25 21 18	62 55 47 41 35 30 25 22 19 16	56 49 42 37 32 27 22 19 17 14	50 43 37 32 28 24 20 17 14 12
4.4	76 61 56 49 42 36 31 27 23 20	69 60 51 44 38 33 28 24 20 17	62 54 46 40 34 29 24 21 18 15	56 49 42 36 31 27 22 19 16 13	50 43 37 32 27 23 19 16 13 11
4.6	76 60 55 47 40 35 30 26 22 19	69 59 50 43 37 32 27 23 19 15	62 53 45 39 33 28 24 21 17 14	56 49 41 35 30 26 21 18 16 13	50 43 36 31 26 22 18 15 13 10
4.8	75 59 54 46 39 34 28 25 21 18	68 58 49 42 36 31 26 22 18 14	62 53 45 39 32 27 23 20 16 13	56 48 41 34 29 25 21 18 15 12	50 43 36 31 26 22 18 15 12 09
5.0	75 59 53 45 38 33 28 24 20 16	68 58 48 41 35 30 25 21 18 14	61 52 44 36 31 26 22 19 16 12	56 48 40 34 28 24 20 17 14 11	50 42 35 30 25 21 17 14 12 09
6.0	73 61 49 41 34 29 24 20 16 11	66 55 44 38 31 27 22 19 15 10	60 51 41 35 28 24 19 16 11 07	55 45 37 31 25 21 17 14 11 07	50 42 34 29 23 19 15 13 10 06
7.0	70 58 45 38 30 27 21 18 14 08	64 53 41 35 28 24 19 16 12 07	58 48 38 32 26 22 17 14 11 06	54 43 35 30 24 20 15 12 09 05	49 41 32 27 21 18 14 11 08 05
8.0	68 55 42 35 27 23 18 15 12 06	62 50 38 32 25 21 17 14 11 05	57 46 35 29 23 19 15 13 10 05	53 42 33 28 22 18 14 11 08 04	49 40 30 25 19 16 12 10 07 03
9.0	66 52 38 31 25 21 16 14 11 05	61 49 36 30 23 19 15 13 10 04	56 45 33 27 21 18 14 12 09 04	52 40 31 26 20 16 12 10 07 03	48 39 29 24 18 15 11 09 07 03
10.0	65 51 36 29 22 19 15 11 09 04	59 46 33 27 21 18 14 11 08 03	55 43 31 25 19 16 12 10 08 03	51 39 29 24 18 15 11 09 07 02	47 37 27 22 17 14 11 08 06 02

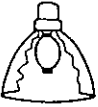
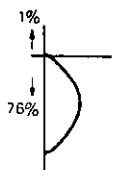

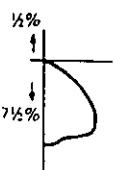

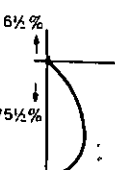
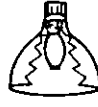
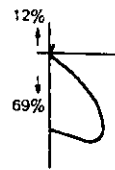

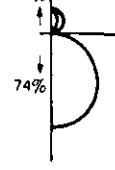
*Techo, piso, o piso de la cavidad.

% DE REFLECTANCIA BASE*	4 0	3 0	2 0	1 0	0
% DE REFLECTANCIA DE PARED	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0	90 80 70 60 50 40 30 20 10 0
RELACION DE CAVIDAD					
0.2	40 40 39 39 39 38 38 37 36 36	31 31 30 30 20 20 20 28 28 27	21 20 20 20 20 20 19 19 19 17	11 11 11 10 10 10 10 09 09 09	02 02 02 01 01 01 01 00 00 0
0.4	41 40 39 39 38 37 36 35 34 34	31 31 30 30 29 28 28 27 26 25	22 21 20 20 20 19 19 18 18 16	12 11 11 11 11 10 10 09 09 08	04 03 03 02 02 02 01 01 00 0
0.6	41 40 39 38 37 36 34 33 32 31	32 31 30 29 28 27 26 26 25 23	23 21 21 20 19 19 18 18 17 15	13 13 12 11 11 10 10 09 08 08	05 05 04 03 03 02 02 01 01 0
0.8	41 40 38 37 36 35 33 32 31 29	32 31 30 29 28 26 25 25 23 22	24 22 21 20 19 19 18 17 16 14	15 14 13 12 11 10 10 09 08 07	07 06 05 04 04 03 02 02 01 0
1.0	42 40 38 37 35 33 32 31 29 27	33 32 30 29 27 25 24 23 22 20	25 23 22 20 19 18 17 16 15 13	16 14 13 12 12 11 10 09 08 07	08 07 06 05 04 03 02 02 01 0
1.2	42 40 38 36 34 32 30 29 27 25	33 32 30 28 27 25 23 22 21 19	25 23 22 20 19 17 17 16 14 12	17 15 14 13 12 11 10 09 07 06	10 08 07 06 05 04 03 02 01 0
1.4	42 39 37 35 33 31 29 27 25 23	34 32 30 28 26 24 22 21 19 18	26 24 22 20 18 17 16 15 13 12	18 16 14 13 12 11 10 09 07 06	11 09 08 07 06 04 03 02 01 0
1.6	42 39 37 35 32 30 27 25 23 22	34 33 29 27 25 23 22 20 18 17	26 24 22 20 18 17 16 15 13 11	19 17 15 14 12 11 09 08 07 06	12 10 09 07 06 05 03 02 01 0
1.8	42 39 36 34 31 29 26 24 22 21	35 33 29 27 25 23 21 19 17 16	27 25 23 20 18 17 15 14 12 10	19 17 15 14 13 11 09 08 06 05	13 11 09 08 07 05 04 03 01 0
2.0	42 39 36 34 31 28 25 23 21 19	35 33 29 26 24 22 20 18 16 14	28 25 23 20 18 16 15 13 11 09	20 18 16 14 13 11 09 08 06 05	14 12 10 09 07 05 04 03 01 0
2.2	42 39 36 33 30 27 24 22 19 18	36 32 29 26 24 22 19 17 15 13	28 25 23 20 18 16 14 12 10 09	21 19 16 14 13 11 09 07 06 05	15 13 11 09 07 06 04 03 01 0
2.4	43 39 35 33 29 27 24 21 18 17	36 32 29 26 24 22 19 16 14 12	29 26 23 20 18 16 14 12 10 08	22 19 17 15 13 11 09 07 06 05	16 13 11 09 08 06 04 03 01 0
2.6	43 39 35 32 29 26 23 20 17 15	36 32 29 25 23 21 18 16 14 12	29 26 23 20 18 16 14 11 09 08	23 20 17 15 13 11 09 07 06 04	17 14 12 10 08 06 05 03 02 0
2.8	43 39 35 32 28 25 22 19 16 14	37 33 29 25 23 21 17 15 13 11	30 27 23 20 18 15 13 11 09 07	23 20 18 16 13 11 09 07 05 03	17 15 13 10 08 07 05 03 02 0
3.0	43 39 35 31 27 24 21 18 16 13	37 33 29 25 22 20 17 15 12 10	30 27 23 20 17 15 13 11 09 07	24 21 18 16 13 11 09 07 05 03	18 16 13 11 09 07 05 03 02 0
3.2	43 39 35 31 27 23 20 17 15 13	37 33 29 25 22 19 16 14 12 10	31 27 23 20 17 15 12 11 09 06	25 21 18 16 13 11 09 07 05 03	19 16 14 11 09 07 05 03 02 0
3.4	43 39 34 30 26 23 20 17 14 12	37 33 29 25 22 19 16 14 11 09	31 27 23 20 17 15 12 10 08 06	26 22 18 16 13 11 09 07 05 03	20 17 14 12 09 07 05 03 02 0
3.6	44 39 34 30 26 22 19 16 14 11	38 33 29 24 21 18 15 13 10 09	32 27 23 20 17 15 12 10 08 05	26 22 19 16 13 11 09 06 04 03	20 17 15 12 10 08 05 04 02 0
3.8	44 38 33 29 25 22 18 16 13 10	38 33 28 24 21 18 15 13 10 08	32 28 23 20 17 15 12 10 07 05	27 23 19 17 14 11 09 06 04 02	21 18 15 12 10 08 05 04 02 0
4.0	44 38 33 29 25 21 18 15 12 10	38 33 28 24 21 18 14 12 09 07	33 28 23 20 17 14 11 09 07 05	27 23 20 17 14 11 09 06 04 02	22 18 15 13 10 08 05 04 02 0
4.2	44 38 33 29 24 21 17 15 12 10	38 33 28 24 20 17 14 12 09 07	33 28 23 20 17 14 11 09 07 04	28 24 20 17 14 11 09 06 04 02	22 19 16 13 10 08 06 04 02 0
4.4	44 38 33 28 24 20 17 14 11 09	39 33 28 24 20 17 14 11 09 06	34 28 24 20 17 14 11 09 07 04	28 24 20 17 14 11 08 06 04 02	23 19 16 13 10 08 06 04 02 0
4.6	44 38 32 28 23 19 16 14 11 08	39 33 28 24 20 17 13 10 08 06	34 29 24 20 17 14 11 09 07 04	29 25 20 17 14 11 08 06 04 02	23 20 17 13 11 08 06 04 02 0
4.8	44 38 32 27 22 19 16 13 10 08	39 33 28 24 20 17 13 10 08 05	35 29 24 20 17 13 10 08 06 04	29 25 20 17 14 11 08 06 04 02	24 20 17 14 11 08 06 04 02 0
5.0	45 38 31 27 22 19 15 13 10 07	39 33 28 24 19 16 13 10 08 05	35 29 24 20 16 13 10 08 06 04	30 25 20 17 14 11 08 06 04 02	25 21 17 14 11 08 06 04 02 0
6.0	44 37 30 25 20 17 13 11 08 05	39 33 27 23 18 15 11 09 06 04	36 30 24 20 16 13 10 08 05 02	31 26 21 18 14 11 08 06 03 01	27 23 18 15 12 09 06 04 02 0
7.0	44 36 29 24 19 16 12 10 07 04	40 33 26 22 17 14 10 08 05 03	36 30 24 20 15 12 09 07 04 02	32 27 21 17 13 11 08 06 03 01	28 24 19 15 12 09 06 04 02 0
8.0	44 35 28 23 18 15 11 09 06 03	40 33 26 21 16 13 09 07 04 02	37 30 23 19 15 12 08 06 03 01	33 27 21 17 13 10 07 05 03 01	30 25 20 15 12 09 06 04 02 0
9.0	44 35 26 21 16 13 10 08 05 02	40 33 25 20 15 12 09 07 04 02	37 29 23 19 14 11 08 06 03 01	34 28 21 17 13 10 07 05 02 01	31 25 20 15 12 09 06 04 02 0
10.0	43 34 25 20 15 12 08 07 05 02	40 32 24 19 14 11 08 06 03 01	37 29 22 18 13 10 07 05 03 01	34 28 21 17 12 10 07 05 02 01	31 25 20 15 12 09 06 04 02 0

*Techo, piso, o piso de la cavidad.

g.- TABLA DE COEFICIENTES DE UTILIZACION

TIPO DE LUMINARIO	DISTRIBUCION TIPICA Y % DE LUMENES DE LA LAMPARA		$\rho_{cc} \rightarrow$	80			70			50			30			10			0	WDRC	
			$\rho_w \rightarrow$	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10	0		
	CAT. DE MANT.	MAXIMO ESPACIAMIENTO d S/MH	RCR \downarrow	COEFICIENTE DE UTILIZACION PARA 20% DE REFLECTANCIA EFECTIVA DE PISO ($\rho_{fc} = 20$)																	
 <p>Unidad de distribución amplia con lente plano y lámpara acabado perlá</p>		1.4	0	.63	.63	.63	.62	.62	.62	.59	.59	.59	.56	.56	.56	.54	.54	.54	.53		
			1	.58	.56	.54	.57	.55	.54	.54	.53	.52	.52	.51	.50	.50	.50	.49	.48	.48	.14
			2	.53	.50	.48	.52	.49	.47	.50	.48	.46	.48	.47	.45	.47	.45	.44	.43	.43	.13
			3	.48	.45	.42	.47	.44	.42	.46	.43	.41	.44	.42	.40	.43	.41	.40	.39	.39	.12
			4	.44	.40	.37	.43	.40	.37	.42	.39	.37	.41	.38	.36	.40	.38	.36	.35	.35	.12
			5	.40	.36	.33	.39	.36	.33	.38	.35	.33	.37	.35	.32	.36	.34	.32	.31	.31	.11
			6	.36	.32	.30	.36	.32	.29	.35	.32	.29	.34	.31	.29	.33	.31	.29	.28	.28	.11
			7	.33	.29	.26	.33	.29	.26	.32	.28	.26	.31	.28	.26	.30	.28	.26	.25	.25	.10
			8	.30	.26	.23	.30	.26	.23	.29	.26	.23	.28	.25	.23	.28	.25	.23	.22	.22	.10
			9	.27	.23	.21	.27	.23	.21	.26	.23	.21	.26	.23	.20	.25	.22	.20	.19	.19	.09
			10	.25	.21	.18	.25	.21	.18	.24	.21	.18	.24	.20	.18	.23	.20	.18	.17	.17	.09
 <p>Unidad de empotrar con difusor de vidrio</p>		1.3	0	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.54	.54	.54	.51	.51	.51	.50		
			1	.53	.51	.48	.52	.50	.47	.49	.47	.46	.47	.45	.44	.45	.44	.42	.41	.41	.23
			2	.46	.42	.39	.45	.42	.39	.43	.40	.38	.41	.39	.37	.39	.37	.35	.34	.34	.20
			3	.40	.36	.33	.40	.35	.32	.38	.34	.31	.36	.33	.31	.35	.32	.30	.29	.29	.18
			4	.36	.31	.28	.35	.31	.28	.34	.30	.27	.32	.29	.26	.31	.28	.26	.25	.25	.16
			5	.32	.27	.24	.31	.27	.24	.30	.26	.23	.29	.25	.23	.28	.25	.22	.21	.21	.15
			6	.29	.24	.20	.28	.24	.20	.27	.23	.20	.26	.22	.20	.25	.22	.19	.18	.18	.13
			7	.26	.21	.18	.25	.21	.18	.24	.20	.17	.23	.20	.17	.22	.19	.17	.16	.16	.12
			8	.23	.19	.16	.23	.18	.15	.22	.18	.15	.21	.17	.15	.20	.17	.15	.14	.14	.11
			9	.21	.17	.14	.21	.16	.14	.20	.16	.13	.19	.16	.13	.19	.15	.13	.12	.12	.11
			10	.19	.15	.12	.19	.15	.12	.18	.14	.12	.18	.14	.12	.17	.14	.12	.11	.11	.10
 <p>Lámpara de descarga de alta intensidad clara refractor de plástico entre el controliente y la lámpara</p>		1.3	0	.78	.78	.78	.76	.76	.76	.73	.73	.73	.70	.70	.70	.67	.67	.67	.65		
			1	.71	.69	.68	.70	.68	.66	.67	.66	.64	.65	.64	.62	.62	.62	.61	.59	.59	.17
			2	.65	.62	.59	.64	.61	.58	.62	.59	.57	.60	.58	.56	.58	.56	.55	.54	.54	.16
			3	.59	.55	.52	.58	.55	.52	.57	.53	.51	.55	.52	.50	.53	.51	.49	.48	.48	.15
			4	.54	.50	.47	.54	.50	.46	.52	.49	.46	.51	.48	.45	.49	.47	.45	.43	.43	.14
			5	.50	.45	.42	.49	.45	.41	.48	.44	.41	.47	.43	.41	.46	.43	.40	.39	.39	.13
			6	.46	.41	.37	.45	.40	.37	.44	.40	.37	.43	.39	.37	.42	.39	.36	.35	.35	.13
			7	.41	.37	.33	.41	.36	.33	.40	.36	.33	.39	.35	.33	.38	.35	.32	.31	.31	.12
			8	.38	.33	.30	.38	.33	.30	.37	.33	.30	.36	.32	.29	.35	.32	.29	.28	.28	.12
			9	.35	.30	.27	.34	.30	.27	.34	.29	.26	.33	.29	.26	.32	.29	.26	.25	.25	.11
			10	.32	.27	.24	.31	.27	.24	.31	.27	.24	.30	.26	.24	.30	.26	.23	.22	.22	.11
 <p>Luminario tipo cerrado con lámpara incandescente</p>		1.4	0	.85	.85	.85	.83	.83	.83	.79	.79	.79	.76	.76	.76	.73	.73	.73	.71		
			1	.78	.76	.74	.76	.74	.73	.73	.72	.70	.71	.69	.68	.68	.67	.66	.65	.65	.17
			2	.71	.68	.65	.70	.67	.64	.68	.65	.63	.65	.63	.61	.63	.62	.60	.59	.59	.16
			3	.65	.61	.57	.64	.60	.57	.62	.59	.56	.60	.57	.55	.59	.56	.54	.53	.53	.16
			4	.60	.55	.51	.59	.54	.51	.57	.53	.50	.55	.52	.50	.54	.51	.49	.48	.48	.15
			5	.54	.49	.45	.54	.49	.45	.52	.48	.45	.51	.47	.44	.50	.46	.44	.43	.43	.14
			6	.49	.44	.40	.49	.44	.40	.47	.43	.40	.46	.42	.40	.45	.42	.39	.38	.38	.14
			7	.44	.39	.35	.44	.39	.35	.43	.38	.35	.42	.38	.35	.41	.37	.35	.33	.33	.14
			8	.40	.35	.31	.40	.35	.31	.39	.35	.31	.38	.34	.31	.38	.34	.31	.30	.30	.13
			9	.37	.31	.28	.36	.31	.28	.36	.31	.28	.35	.31	.28	.34	.30	.27	.26	.26	.13
			10	.33	.28	.25	.33	.28	.25	.32	.28	.25	.32	.28	.25	.31	.27	.24	.23	.23	.12
 <p>Reflector con ventilación Distribución concentrada con lámpara clara de descarga de alta intensidad</p>		0.7	0	.92	.92	.92	.90	.90	.90	.86	.86	.86	.82	.82	.82	.78	.78	.78	.76		
			1	.87	.85	.83	.85	.83	.82	.81	.80	.79	.78	.77	.76	.75	.75	.74	.72	.72	.11
			2	.81	.79	.76	.80	.77	.75	.77	.75	.73	.75	.73	.72	.72	.71	.70	.69	.69	.10
			3	.77	.73	.71	.76	.72	.70	.73	.71	.69	.71	.69	.67	.70	.68	.66	.65	.65	.10
			4	.73	.69	.66	.72	.68	.65	.70	.67	.64	.68	.66	.64	.67	.65	.63	.62	.62	.09
			5	.69	.65	.62	.68	.64	.61	.66	.63	.61	.65	.62	.60	.64	.61	.59	.58	.58	.09
			6	.65	.61	.58	.64	.61	.58	.63	.60	.57	.62	.59	.57	.61	.58	.56	.55	.55	.09
			7	.62	.57	.54	.61	.57	.54	.60	.56	.54	.59	.56	.53	.58	.55	.53	.52	.52	.09
			8	.58	.54	.51	.58	.54	.51	.57	.53	.51	.56	.53	.51	.55	.52	.50	.49	.49	.09
			9	.55	.51	.48	.55	.51	.48	.54	.50	.48	.53	.50	.48	.53	.50	.48	.47	.47	.08
			10	.53	.49	.46	.52	.48	.46	.52	.48	.46	.51	.48	.45	.50	.47	.45	.44	.44	.08

TIPO DE LUMINARIO	DISTRIBUCION TIPICA Y % DE LUMENES DE LA LAMPARA	a												WDRRC ^c							
		80			70			50			30				10			0			
		b																			
CATEGORIA DE MANT.	MAXIMO ESPACIAMIENTO ^d S/MH	RCR ^c	COEFICIENTE DE UTILIZACION PARA 20% DE REFLECTANCIA EFECTIVA DE PISO ($\rho_{fc} = 20$)																		
			ρ_{cc}	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	ρ_w	
 <p>Reflector con ventilación para distribución intermedia con lámpara clara de descarga de alta intensidad</p>		1.0	0	.91	.91	.91	.89	.89	.89	.84	.84	.84	.81	.81	.81	.77	.77	.77	.75		
			1	.84	.81	.79	.82	.80	.78	.79	.77	.76	.76	.74	.73	.73	.73	.73	.72	.71	.69
			2	.77	.73	.70	.76	.72	.70	.73	.70	.68	.70	.68	.66	.66	.66	.68	.66	.65	.63
			3	.71	.66	.63	.69	.65	.62	.67	.64	.61	.65	.62	.60	.63	.61	.59	.57	.57	.57
			4	.65	.60	.56	.64	.59	.56	.62	.58	.55	.60	.57	.54	.59	.56	.54	.54	.54	.52
			5	.59	.54	.50	.59	.54	.50	.57	.53	.50	.56	.52	.49	.54	.51	.48	.47	.47	.47
			6	.54	.49	.45	.54	.49	.45	.52	.48	.45	.51	.47	.44	.50	.47	.44	.42	.42	.42
			7	.50	.44	.40	.49	.44	.40	.48	.43	.40	.47	.43	.39	.46	.42	.39	.38	.38	.38
			8	.45	.40	.36	.45	.40	.36	.44	.39	.36	.43	.39	.35	.42	.38	.35	.34	.34	.34
			9	.41	.36	.32	.41	.36	.32	.40	.35	.32	.39	.35	.32	.38	.35	.32	.30	.30	.30
			10	.38	.33	.29	.37	.32	.29	.37	.32	.29	.36	.32	.29	.35	.31	.28	.27	.27	.27
 <p>Reflector con ventilación para distribución difusa con lámpara clara de descarga de alta intensidad.</p>		1.5	0	.92	.92	.92	.90	.90	.90	.86	.86	.86	.82	.82	.82	.79	.79	.79	.77		
			1	.85	.82	.80	.83	.81	.79	.79	.78	.76	.76	.75	.74	.74	.74	.74	.72	.71	.70
			2	.77	.73	.70	.75	.72	.69	.73	.70	.67	.70	.68	.66	.68	.66	.66	.66	.64	.63
			3	.70	.65	.61	.68	.64	.60	.66	.62	.59	.64	.61	.58	.62	.59	.57	.56	.56	.56
			4	.63	.58	.53	.62	.57	.53	.60	.56	.52	.58	.55	.52	.57	.54	.51	.49	.49	.49
			5	.57	.51	.47	.56	.51	.47	.55	.50	.46	.53	.49	.46	.52	.48	.45	.44	.44	.44
			6	.51	.45	.41	.51	.45	.41	.49	.44	.40	.48	.43	.40	.47	.43	.40	.38	.38	.38
			7	.46	.40	.35	.45	.39	.35	.44	.39	.35	.43	.38	.35	.42	.38	.34	.33	.33	.33
			8	.41	.35	.31	.41	.35	.31	.40	.34	.31	.39	.34	.30	.38	.33	.30	.29	.29	.29
			9	.37	.31	.27	.37	.31	.27	.36	.30	.27	.35	.30	.27	.34	.30	.26	.25	.25	.25
			10	.33	.27	.24	.33	.27	.23	.32	.27	.23	.31	.27	.23	.31	.26	.23	.22	.22	.22
 <p>Reflector con ventilación para distribución intermedia con lámpara fosforada de descarga de alta intensidad</p>		1.0	0	.96	.96	.96	.93	.93	.93	.87	.87	.87	.82	.82	.82	.77	.77	.77	.75		
			1	.89	.87	.84	.86	.84	.83	.82	.80	.79	.78	.76	.75	.74	.74	.73	.72	.70	.68
			2	.82	.79	.76	.80	.77	.74	.76	.74	.72	.73	.71	.69	.70	.68	.67	.66	.65	.63
			3	.76	.72	.68	.74	.70	.67	.71	.68	.65	.68	.66	.63	.66	.63	.61	.60	.60	.60
			4	.70	.66	.62	.69	.65	.61	.66	.63	.60	.64	.61	.58	.62	.59	.57	.55	.55	.55
			5	.65	.60	.56	.64	.59	.56	.62	.58	.54	.60	.56	.53	.58	.55	.52	.51	.51	.51
			6	.60	.55	.51	.59	.55	.51	.57	.53	.50	.56	.52	.49	.54	.51	.48	.47	.47	.47
			7	.56	.51	.47	.55	.50	.46	.53	.49	.46	.52	.48	.45	.50	.47	.44	.43	.43	.43
			8	.52	.47	.43	.51	.46	.43	.50	.45	.42	.48	.44	.41	.47	.43	.41	.40	.40	.40
			9	.48	.43	.39	.47	.42	.39	.46	.42	.39	.45	.41	.38	.44	.40	.38	.36	.36	.36
			10	.45	.40	.36	.44	.39	.36	.43	.39	.36	.42	.38	.35	.41	.37	.35	.34	.34	.34
 <p>Reflector con ventilación para distribución difusa con lámpara fosforada de alta intensidad.</p>		1.5	0	.93	.93	.93	.89	.89	.89	.83	.83	.83	.77	.77	.77	.71	.71	.71	.68		
			1	.85	.83	.81	.82	.80	.78	.77	.75	.74	.72	.71	.69	.67	.66	.65	.63	.61	.60
			2	.78	.74	.71	.76	.72	.69	.71	.68	.66	.67	.65	.63	.65	.63	.61	.60	.58	.58
			3	.71	.67	.63	.69	.65	.62	.65	.62	.59	.62	.59	.57	.58	.56	.54	.53	.53	.53
			4	.65	.60	.56	.64	.59	.55	.60	.56	.53	.57	.54	.51	.54	.52	.50	.48	.48	.48
			5	.60	.54	.50	.58	.53	.49	.55	.51	.48	.53	.49	.46	.50	.47	.45	.43	.43	.43
			6	.54	.49	.45	.53	.48	.44	.51	.46	.43	.48	.45	.42	.46	.43	.40	.39	.39	.39
			7	.49	.44	.40	.48	.43	.39	.46	.41	.38	.44	.40	.37	.42	.39	.36	.34	.34	.34
			8	.45	.39	.35	.44	.38	.35	.42	.37	.34	.40	.36	.33	.38	.35	.32	.31	.31	.31
			9	.41	.35	.31	.40	.34	.31	.38	.33	.30	.36	.32	.29	.35	.31	.28	.27	.27	.27
			10	.37	.31	.27	.36	.31	.27	.34	.30	.26	.33	.29	.26	.32	.28	.25	.24	.24	.24
 <p>Reflector acabado, pintura porcelanizada con lámpara fluo rescente, reflector 14°C.W</p>		1.3	0	1.00	1.00	1.00	.96	.96	.96	.89	.89	.89	.82	.82	.82	.76	.76	.76	.73		
			1	.88	.85	.82	.85	.82	.79	.79	.77	.74	.73	.72	.70	.68	.67	.66	.63	.63	.63
			2	.78	.72	.67	.75	.70	.66	.70	.66	.62	.65	.62	.59	.61	.58	.56	.54	.53	.53
			3	.69	.62	.57	.66	.60	.56	.62	.57	.53	.58	.54	.51	.54	.51	.48	.46	.46	.46
			4	.61	.54	.48	.59	.52	.47	.55	.50	.45	.52	.47	.43	.49	.45	.42	.39	.39	.39
			5	.54	.46	.41	.52	.45	.40	.49	.43	.39	.46	.41	.37	.43	.39	.36	.33	.33	.33
			6	.48	.41	.35	.47	.40	.35	.44	.38	.34	.41	.36	.32	.39	.34	.31	.27	.27	.27
			7	.43	.36	.31	.42	.35	.30	.40	.34	.29	.37	.32	.28	.35	.31	.27	.25	.25	.25
			8	.39	.32	.27	.38	.31	.26	.36	.30	.25	.34	.28	.24	.32	.27	.24	.22	.22	.22
			9	.35	.28	.23	.34	.27	.23	.32	.26	.22	.30	.25	.21	.28	.24	.20	.19	.19	.19
			10	.32	.25	.20	.31	.24	.20	.29	.23	.19	.28	.22	.19	.26	.21	.18	.17	.17	.17

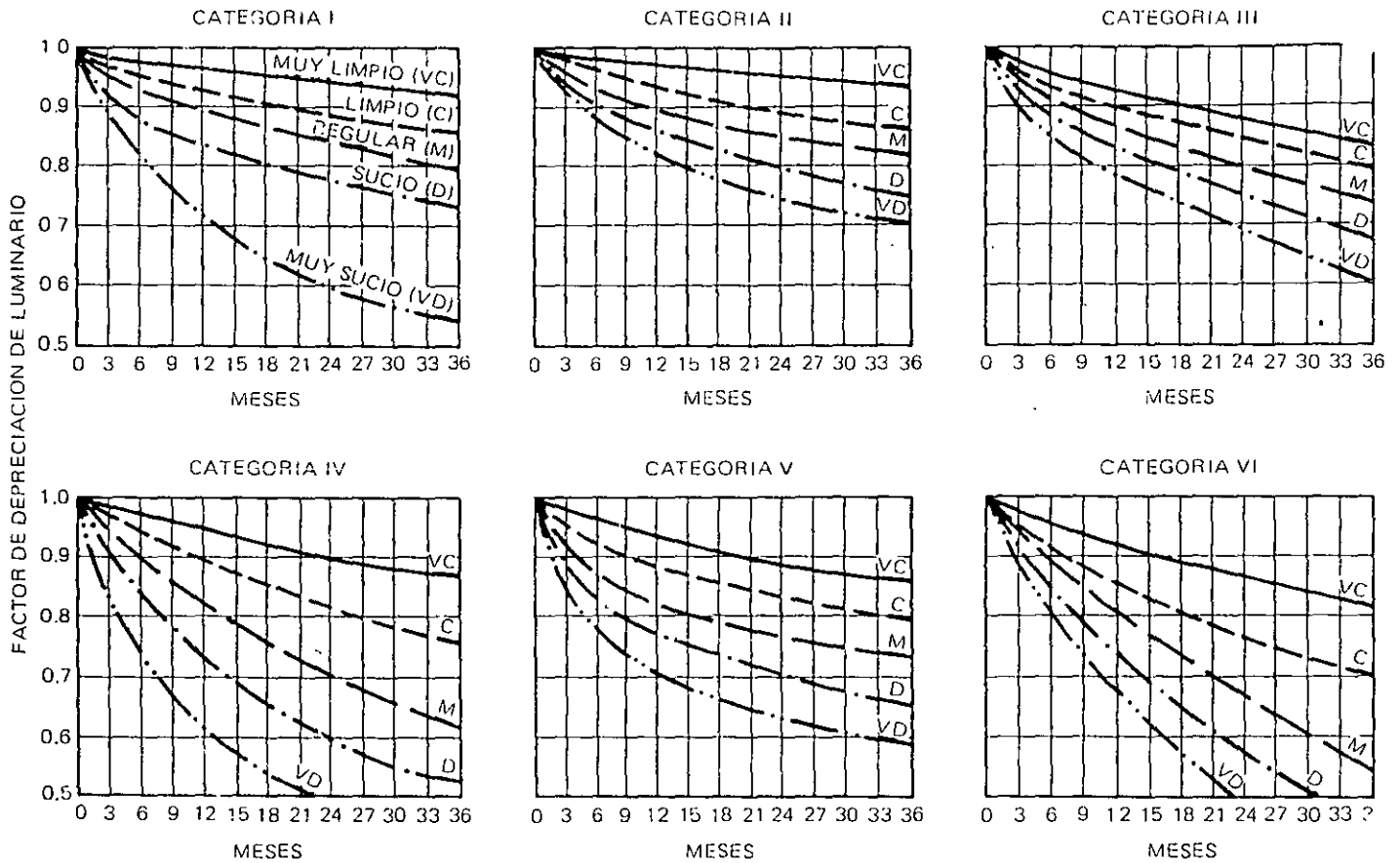
a ρ_{cc} = % de reflectancia efectiva de cavidad de techo

b ρ_w = % de reflectancia de paredes.

c RCR = Relación de cavidad de local.

d Máximo espaciamiento s/MH = Relación de espaciamiento máximo del luminario a altura de montaje

h.- CATEGORIAS DE MANTENIMIENTO



CATEGORIA DE MANTENIMIENTO	PARTE SUPERIOR	PARTE INFERIOR
I	1. Nada.	1. Nada
II	1. Nada 2. Transparente con 15% o más de luz hacia arriba a través de las aberturas. 3. Translúcida con 15% o más de luz hacia arriba a través de las aberturas. 4. Opaca con 15% o más de luz hacia arriba a través de las aberturas.	1. Nada 2. Rejillas o reflectores
III	1. Transparente con menos del 15% de luz hacia arriba a través de las aberturas. 2. Translúcida con menos del 15% de luz hacia arriba a través de las aberturas. 3. Opaca con menos del 15% de luz a través de las aberturas	1. Nada 2. Rejillas o reflectores.
IV	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas. 3. Opaco sin aberturas	1. Nada. 2. Rejillas
V	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas. 3. Opaco sin aberturas.	1. Transparente sin aberturas 2. Translúcida sin aberturas.
VI	1. Nada. 2. Transparente sin aberturas. 3. Translúcida sin aberturas. 4. Opaco sin aberturas	1. Transparente sin aberturas. 2. Translúcida sin aberturas. 3. Opaco sin aberturas.

**i.- FACTORES UTILIZADOS PARA
REFLECTANCIAS EFECTIVAS DE PISO
DIFERENTES AL 20%**

% DE REFLECTANCIA EFECTIVA DE CAVIDAD DE TECHO. ρ_{cc}	80				70				50			30			10		
	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10
	Para 30% de reflectancia efectiva de cavidad de piso (20% = 1.00)																
RELACION DE CAVIDAD DE LOCAL																	
1	1.092	1.082	1.075	1.068	1.077	1.070	1.064	1.059	1.049	1.044	1.040	1.028	1.026	1.023	1.012	1.010	1.008
2	1.079	1.066	1.055	1.047	1.068	1.057	1.048	1.039	1.041	1.033	1.027	1.026	1.021	1.017	1.013	1.010	1.006
3	1.070	1.054	1.042	1.033	1.061	1.048	1.037	1.028	1.034	1.027	1.020	1.024	1.017	1.012	1.014	1.009	1.005
4	1.062	1.045	1.033	1.024	1.055	1.040	1.029	1.021	1.030	1.022	1.015	1.022	1.015	1.010	1.014	1.009	1.004
5	1.056	1.038	1.026	1.018	1.050	1.034	1.024	1.015	1.027	1.018	1.012	1.020	1.013	1.008	1.014	1.009	1.004
6	1.052	1.033	1.021	1.014	1.047	1.030	1.020	1.012	1.024	1.015	1.009	1.019	1.012	1.006	1.014	1.008	1.003
7	1.047	1.029	1.018	1.011	1.043	1.026	1.017	1.009	1.022	1.013	1.007	1.018	1.010	1.005	1.014	1.008	1.003
8	1.044	1.026	1.015	1.009	1.040	1.024	1.015	1.007	1.020	1.012	1.006	1.017	1.009	1.004	1.013	1.007	1.003
9	1.040	1.024	1.014	1.007	1.037	1.022	1.014	1.006	1.019	1.011	1.005	1.016	1.009	1.004	1.013	1.007	1.002
10	1.037	1.022	1.012	1.006	1.034	1.020	1.012	1.005	1.017	1.010	1.004	1.015	1.009	1.003	1.013	1.007	1.002
	Para 10% de reflectancia efectiva de cavidad de piso (20% = 1.00)																
RELACION DE CAVIDAD DE LOCAL																	
1	.923	.929	.935	.940	.933	.939	.943	.948	.956	.960	.963	.973	.976	.979	.989	.991	.993
2	.931	.942	.950	.958	.940	.949	.957	.963	.962	.968	.974	.976	.980	.985	.988	.991	.995
3	.939	.951	.961	.969	.945	.957	.966	.973	.967	.975	.981	.978	.983	.988	.988	.992	.996
4	.944	.958	.969	.978	.950	.963	.973	.980	.972	.980	.986	.980	.986	.991	.987	.992	.996
5	.949	.964	.976	.983	.954	.968	.978	.985	.975	.983	.989	.981	.988	.993	.987	.992	.997
6	.953	.969	.980	.986	.958	.972	.982	.989	.977	.985	.992	.982	.989	.995	.987	.993	.997
7	.957	.973	.983	.991	.961	.975	.985	.991	.979	.987	.994	.983	.990	.996	.987	.993	.998
8	.960	.976	.986	.993	.963	.977	.987	.993	.981	.988	.995	.984	.991	.997	.987	.994	.998
9	.963	.978	.987	.994	.965	.979	.989	.994	.983	.990	.996	.985	.992	.998	.988	.994	.999
10	.965	.980	.989	.995	.967	.981	.990	.995	.984	.991	.997	.986	.993	.998	.988	.994	.999
	Para 10% de reflectancia efectiva de cavidad de piso (20% = 1.00)																
RELACION DE CAVIDAD DE LOCAL																	
1	.859	.870	.879	.886	.873	.884	.893	.901	.916	.923	.929	.948	.954	.960	.979	.983	.987
2	.871	.887	.903	.919	.886	.902	.916	.928	.926	.938	.949	.954	.963	.971	.978	.983	.991
3	.882	.904	.915	.942	.898	.918	.934	.947	.936	.950	.964	.958	.969	.979	.976	.984	.993
4	.893	.919	.941	.958	.908	.930	.948	.961	.945	.961	.974	.961	.974	.984	.975	.985	.994
5	.903	.931	.953	.969	.914	.939	.958	.970	.951	.967	.980	.964	.977	.988	.975	.985	.995
6	.911	.940	.961	.976	.920	.945	.965	.977	.955	.972	.985	.966	.979	.991	.975	.986	.996
7	.917	.947	.967	.981	.924	.950	.970	.982	.959	.975	.988	.968	.981	.993	.975	.987	.997
8	.922	.953	.971	.985	.929	.955	.975	.986	.963	.978	.991	.970	.983	.995	.976	.988	.998
9	.928	.958	.975	.988	.933	.959	.980	.989	.966	.980	.993	.971	.985	.996	.976	.988	.998
10	.933	.962	.979	.991	.937	.963	.983	.992	.969	.982	.995	.973	.987	.997	.977	.989	.999

j.- HOJA DE CALCULO DEL NIVEL DE ILUMINACION PROMEDIO

INFORMACION GENERAL

IDENTIFICACION

NIVEL DE ILUMINACION PROMEDIO LUXES

DATOS DEL LUMINARIO

FABRICANTE

NUMERO DE CATALOGO

DATOS DE LAMPARAS

TIPO Y COLOR

NUMERO DEL LUMINARIO

LUMENES TOTALES POR LUMINARIO

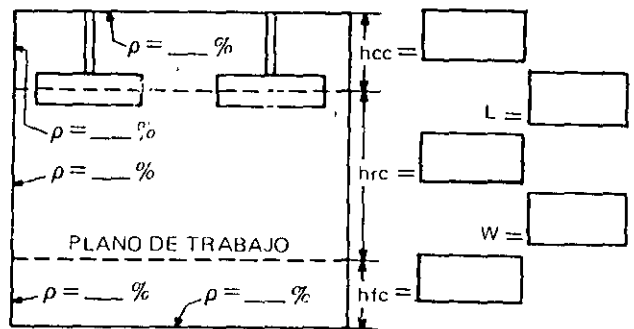
SELECCION DEL COEFICIENTE DE UTILIZACION

- Paso 1: Establezca las dimensiones
- Paso 2: Determine las relaciones de cavidad

RELACION CAVIDAD DE LOCAL RCR =

RELACION CAVIDAD DEL TECHO CCR =

RELACION CAVIDAD DE PISO FRC =



- Paso 3: Obtenga la reflectancia efectiva de cavidad de techo (ρ_{CC})

ρ_{CC} =

- Paso 4: Obtenga la reflectancia efectiva de cavidad de piso (ρ_{FC})

ρ_{FC} =

- Paso 5: Obtenga el coeficiente de utilización de los datos del fabricante (cu)

cu =

SELECCIONES DE PERDIDA DE LUZ

NO
RECOBRABLES

SI
RECOBRABLES

TEMPERATURA
AMBIENTAL
DEL LUMINARIO

DEPRECIACION
DE LAS SUPERFICIES
DEL LOCAL RSDD

VOLTAJE
DEL
BALASTRO

DEPRECIACION
DE LUMENES
DE LA LAMPARA LLD

FACTOR
DEL
BALASTRO

FACTOR DE LAMPARAS
FUERA DE OPERACION
LBO

DEPRECIACION
DE LAS SUPERFICIES
DEL LUMINARIO

DEPRECIACION
DEL LUMINARIO
LDD

FACTOR TOTAL DE PERDIDA DE LUZ, LLF
(PRODUCTO DE LOS FACTORES INDIVIDUALES)

CALCULOS

$$\text{Número de luminarios} = \frac{(\text{luxes}) \times (\text{área en metros cuadrados})}{(\text{Lúmenes por luminario}) \times (\text{cu}) \times (\text{LLF})}$$

$$= \text{ =$$

CALCULADO POR

FECHA

2.5.1.2 método de punto por punto

a.- DESCRIPCION

El cálculo de iluminación en un punto, ya sea en un plano horizontal, vertical o inclinado consiste en dos partes. Una componente directa y una reflejada. El total de esas dos componentes es la iluminación del punto en cuestión.

LEY DE LA INVERSA DE LOS CUADRADOS

Cuando la distancia de la fuente es al menos cinco veces la máxima dimensión de la fuente, para calcular la iluminación se utiliza la ley de la inversa de los cuadrados. En tal caso, la iluminación es proporcional a las candelas de la fuente en la dirección dada e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente al punto (Ver Fig. No. 1) de donde:

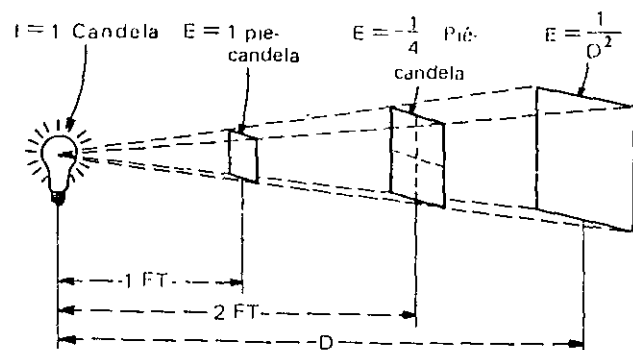
$$E = \frac{I}{D^2}$$

donde:

E = Iluminación en el plano normal al rayo de luz

I = Candelas de la fuente en la dirección del rayo de luz

D = Distancia de la fuente al plano



(a) Iluminación $E = \frac{\text{Flujo en lúmenes (F)}}{\text{Area en pies}^2 (A)}$

Fig 1 Ley de la inversa de los cuadrados

Si la superficie en la cual se requiere determinar la iluminación está inclinada, en lugar de normal a los rayos de luz, la relación anterior se afecta por el coseno del ángulo de incidencia o inclinación, por lo tanto

$$E = \frac{I}{D^2} \cos \beta$$

donde β es el ángulo entre el rayo de luz y la normal al plano. (Ver fig No 2)

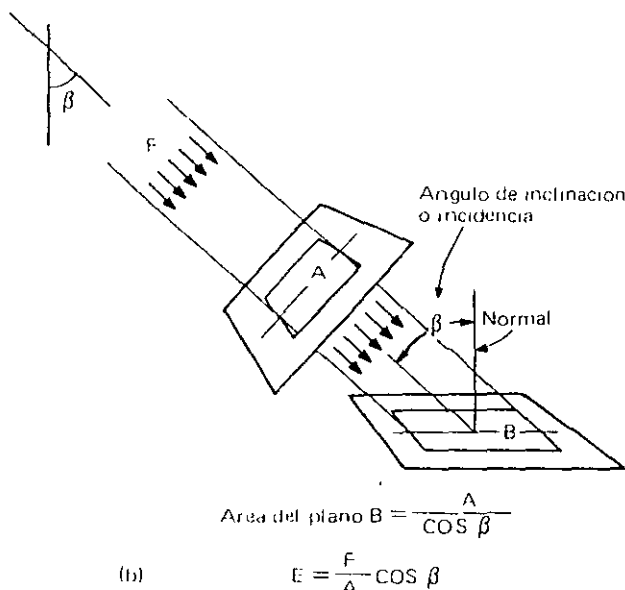


Fig 2 Cálculo de punto por punto asumiendo una fuente puntual.

b.- FORMULAS BASICAS – METODO DE PUNTO POR PUNTO

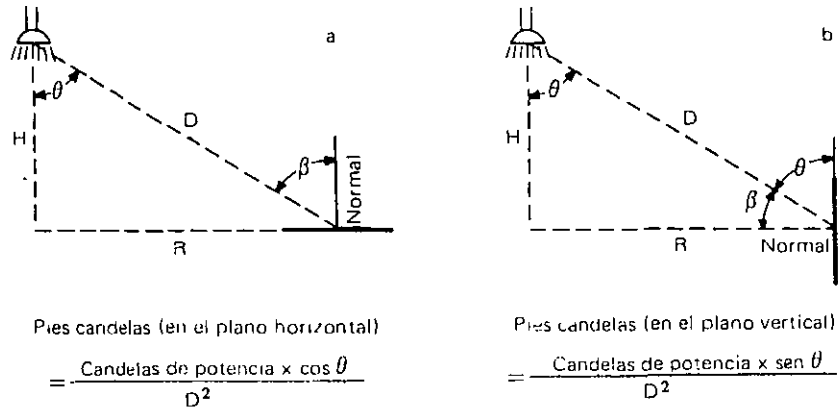
Para los casos particulares en donde el plano de trabajo sobre el cual se desea determinar el nivel de iluminación en el plano vertical u horizontal se requiere aplicar las siguientes fórmulas (Ver Fig 3)

(a) ILUMINACION EN EL PLANO HORIZONTAL

$$\begin{aligned} E_h &= \frac{I \times \cos \phi}{D^2} = \frac{I \times \cos \beta}{D^2} \\ &= \frac{I \times H}{D^3} = \frac{I \times \cos^3 \phi}{H^2} \end{aligned}$$

(b) ILUMINACION EN EL PLANO VERTICAL

$$E_v = \frac{I \times \text{Sen } \phi}{D^2} = \frac{I \times \text{Cos } \beta}{D^2}$$
$$= \frac{I \times R}{D^3} = \frac{I \times \text{Cos}^2 \phi \times \text{Sen } \phi}{H^2}$$



Atinidades fundamentales para cálculo de puntos donde es aplicable la ley de inversa de los cuadrados.

Fig. 3 Relaciones fundamentales para el cálculo de iluminación al método de Punto por Punto

c.— PASOS A SEGUIR PARA CALCULAR UN SISTEMA DE ILUMINACION

Para facilitar el cálculo del nivel luminoso en luxes en el plano horizontal se anexa la tabla siguiente. Esta se usa siguiendo los siguientes tres pasos:

a.— Determine el ángulo en grados en la parte superior del cuadro.

b.— De la curva de distribución de la fuente luminosa determine la intensidad luminosa de la fuente en esa dirección particular.

c.— Multiplique la intensidad luminosa (candelas) por el factor multiplicador, el cual se encuentra en la parte inferior del cuadro y luego divida el resultado por la intensidad luminosa (100 ó 100,000). La respuesta así obtenida es la iluminación en luxes en ese punto.

b.— TABLA DE CALCULO DE NIVELES LUMINOSOS POR EL SISTEMA "PUNTO POR PUNTO"

Números superiores: Angulo entre la dirección de la luz y el eje vertical.

Números inferiores: LUX sobre el plano horizontal para la intensidad luminosa de la fuente en esa dirección.

DISTANCIA HORIZONTAL AL EJE DE LA FUENTE LUMINOSA (m.)

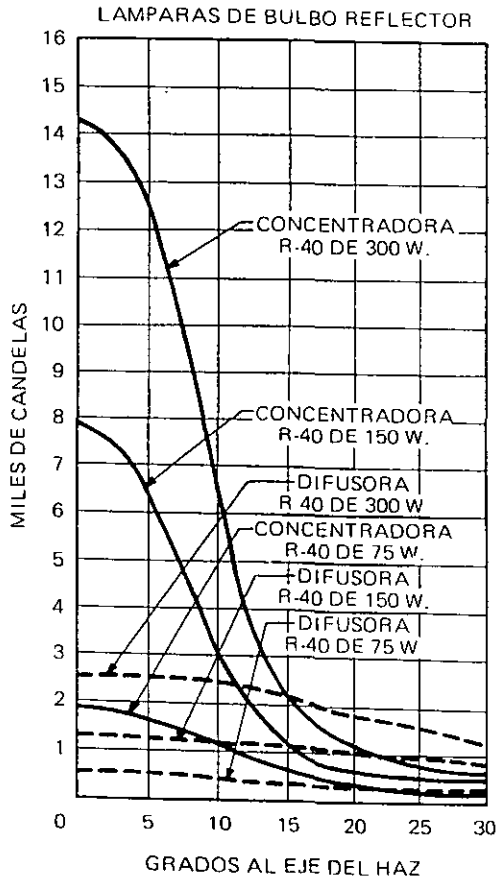
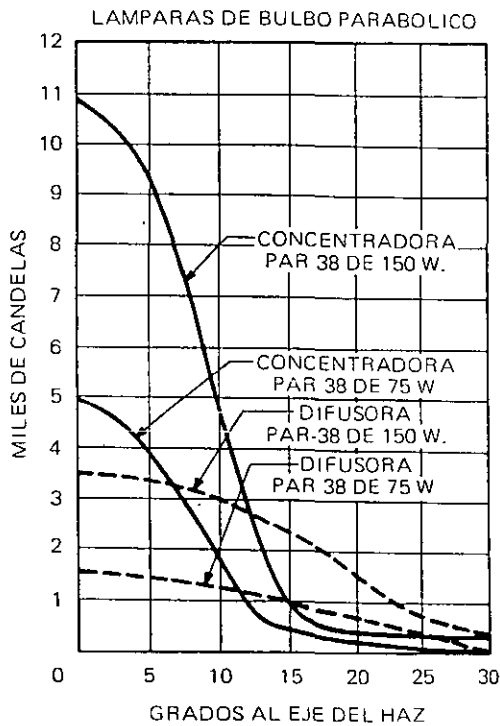
	3,95	4,25	4,55	4,85	5,50	6,10	6,70	7,30	7,90	8,55	9,15	10,65	12,20	15,25
LUX POR CADA 100 CANDELAS														
ALTURA DE LA FUENTE LUMINOSA SOBRE LA SUPERFICIE EN METROS	0,60	81° 0,90	82° 0,70	82° 0,58	83° 0,48	84° 0,38	84° 0,25	85° 0,20	85° 0,15	86° 0,13	86° 0,08	86° 0,07	87° 0,04	87° 0,00
	0,90	77° 1,26	78° 1,00	79° 0,84	80° 0,70	81° 0,50	81° 0,36	82° 0,27	83° 0,21	83° 0,16	84° 0,12	84° 0,11	85° 0,07	86° 0,04
	1,20	73° 1,59	74° 1,30	75° 1,07	76° 0,90	78° 0,64	79° 0,47	80° 0,37	81° 0,28	81° 0,22	82° 0,18	82° 0,15	83° 0,09	84° 0,06
	1,50	69° 1,85	70° 1,52	72° 1,26	73° 1,06	74° 0,77	76° 0,57	77° 0,44	78° 0,34	79° 0,27	80° 0,22	81° 0,17	82° 0,10	83° 0,08
	1,80	66° 2,05	67° 1,70	68° 1,42	69° 1,20	71° 0,88	72° 0,66	73° 0,51	74° 0,40	75° 0,32	76° 0,26	77° 0,21	79° 0,13	80° 0,09
	2,10	62° 2,18	63° 1,83	65° 1,54	66° 1,31	69° 0,97	71° 0,74	72° 0,57	74° 0,45	75° 0,36	76° 0,29	77° 0,24	79° 0,16	80° 0,10
	2,45	58° 2,25	60° 1,91	62° 1,63	63° 1,40	66° 1,05	68° 0,80	70° 0,63	72° 0,50	73° 0,40	74° 0,32	75° 0,26	77° 0,18	79° 0,12
	2,75	55° 2,28	57° 1,96	59° 1,68	61° 1,46	63° 1,10	66° 0,85	68° 0,67	69° 0,53	71° 0,43	72° 0,35	73° 0,29	76° 0,19	77° 0,13
	3,05	52° 2,27	54° 1,96	56° 1,71	58° 1,49	61° 1,15	63° 0,89	66° 0,71	67° 0,57	69° 0,46	70° 0,38	72° 0,32	74° 0,21	76° 0,14
	3,35	50° 2,23	52° 1,95	54° 1,71	56° 1,50	59° 1,17	61° 0,92	63° 0,74	65° 0,60	67° 0,49	69° 0,40	70° 0,34	73° 0,23	75° 0,15
	3,65	47° 2,17	49° 1,91	51° 1,69	53° 1,50	56° 1,19	59° 0,94	61° 0,76	63° 0,65	65° 0,51	67° 0,43	68° 0,36	71° 0,24	73° 0,17
	3,95	45° 2,09	47° 1,87	49° 1,66	51° 1,48	54° 1,19	57° 0,96	59° 0,78	62° 0,64	63° 0,53	65° 0,44	67° 0,36	70° 0,25	72° 0,17
	4,25	43° 2,01	45° 1,80	47° 1,62	49° 1,46	52° 1,18	55° 0,96	58° 0,79	60° 0,65	62° 0,54	63° 0,46	65° 0,39	68° 0,26	71° 0,18
	4,55	41° 1,92	43° 1,74	45° 1,57	47° 1,42	50° 1,11	53° 0,90	56° 0,79	58° 0,66	60° 0,55	62° 0,47	63° 0,40	67° 0,27	69° 0,19
	4,90	39° 1,83	41° 1,67	43° 1,52	45° 1,38	48° 1,15	51° 0,95	54° 0,80	56° 0,67	58° 0,56	60° 0,48	62° 0,41	66° 0,28	68° 0,20
	5,20	37° 1,74	39° 1,59	41° 1,46	43° 1,34	47° 1,12	50° 0,94	53° 0,79	55° 0,69	57° 0,57	59° 0,48	60° 0,42	64° 0,29	67° 0,21
	5,50	36° 1,65	38° 1,52	40° 1,40	42° 1,29	45° 1,09	48° 0,97	51° 0,79	53° 0,67	55° 0,57	57° 0,49	59° 0,42	63° 0,30	66° 0,21
	5,80	34° 1,56	36° 1,45	38° 1,34	40° 1,24	43° 1,06	45° 0,90	48° 0,77	50° 0,66	52° 0,57	54° 0,49	56° 0,42	60° 0,30	63° 0,22
	6,10	33° 1,47	35° 1,37	37° 1,28	39° 1,19	42° 1,03	45° 0,88	48° 0,76	50° 0,66	52° 0,57	54° 0,49	56° 0,43	60° 0,30	63° 0,22
	6,40	32° 1,39	34° 1,31	36° 1,22	37° 1,14	41° 0,99	44° 0,86	46° 0,75	49° 0,65	51° 0,56	53° 0,49	55° 0,43	59° 0,31	62° 0,23
6,70	31° 1,32	33° 1,24	34° 1,14	36° 1,09	39° 0,96	42° 0,84	45° 0,73	47° 0,64	50° 0,56	52° 0,49	54° 0,43	58° 0,31	61° 0,23	
7,00	29° 1,25	31° 1,18	33° 1,11	35° 1,05	38° 0,92	41° 0,81	44° 0,71	46° 0,63	49° 0,55	51° 0,49	53° 0,43	57° 0,31	60° 0,23	
7,30	28° 1,18	30° 1,12	32° 1,06	34° 1,00	37° 0,89	40° 0,79	43° 0,70	45° 0,61	47° 0,54	49° 0,48	51° 0,42	56° 0,31	59° 0,24	
7,60	27° 1,12	29° 1,06	31° 1,01	33° 0,96	36° 0,86	39° 0,76	41° 0,68	44° 0,60	46° 0,53	48° 0,47	50° 0,42	55° 0,31	58° 0,24	
8,25	26° 1,00	27° 0,96	29° 0,92	31° 0,87	34° 0,79	37° 0,71	39° 0,64	42° 0,57	44° 0,51	46° 0,46	48° 0,41	52° 0,31	55° 0,24	
9,15	23° 0,86	25° 0,83	27° 0,80	28° 0,77	31° 0,70	34° 0,64	36° 0,58	39° 0,53	41° 0,48	43° 0,43	45° 0,39	49° 0,31	52° 0,24	
10,05	22° 0,74	23° 0,72	24° 0,69	26° 0,67	29° 0,62	31° 0,58	34° 0,53	36° 0,49	38° 0,45	40° 0,41	42° 0,37	47° 0,30	50° 0,24	
11,00	20° 0,64	21° 0,62	23° 0,61	24° 0,59	27° 0,55	29° 0,52	31° 0,48	34° 0,44	36° 0,41	38° 0,38	40° 0,35	44° 0,29	48° 0,23	
12,20	18° 0,54	19° 0,53	21° 0,51	22° 0,50	24° 0,47	27° 0,45	29° 0,42	31° 0,39	33° 0,37	35° 0,34	37° 0,32	41° 0,27	45° 0,22	
13,70	16° 0,44	17° 0,43	18° 0,42	20° 0,41	22° 0,40	24° 0,38	26° 0,36	28° 0,34	30° 0,32	32° 0,30	34° 0,28	38° 0,25	42° 0,21	
15,25	15° 0,36	16° 0,36	16° 0,35	18° 0,35	20° 0,33	22° 0,32	24° 0,31	26° 0,29	27° 0,28	29° 0,27	31° 0,27	35° 0,22	39° 0,19	
16,75	13° 0,31	14° 0,30	15° 0,30	16° 0,29	18° 0,28	20° 0,27	22° 0,26	24° 0,25	25° 0,24	27° 0,23	29° 0,22	33° 0,20	36° 0,18	
18,30	12° 0,26	13° 0,26	14° 0,25	15° 0,25	17° 0,24	18° 0,24	20° 0,23	22° 0,22	23° 0,21	25° 0,21	27° 0,20	30° 0,18	34° 0,16	
21,35	11° 0,19	11° 0,19	12° 0,19	13° 0,19	14° 0,19	16° 0,18	17° 0,18	19° 0,17	20° 0,17	22° 0,16	23° 0,16	27° 0,15	30° 0,13	

LUX POR CADA 100,000 CANDELAS

24,40	9° 150,40	10° 149,30	11° 148,20	11° 147,50	13° 144,90	14° 142,70	15° 140,30	17° 137,10	18° 134,40	19° 131,60	21° 127,90	24° 120,20	27° 111,40	32° 95,31
30,50	7° 97,61	8° 97,12	9° 96,60	9° 96,30	10° 95,39	11° 94,39	12° 93,30	14° 91,75	15° 90,48	16° 89,14	18° 88,19	19° 84,40	22° 79,93	27° 71,40
38,10	6° 62,97	6° 62,86	7° 62,62	7° 62,50	8° 62,09	8° 61,63	9° 61,13	10° 60,59	11° 60,01	12° 59,38	13° 58,72	14° 57,08	18° 55,21	22° 51,20
45,70	4° 43,95	5° 43,87	5° 43,79	5° 43,70	6° 43,49	6° 43,24	7° 43,09	8° 42,80	9° 42,49	10° 42,16	11° 41,95	13° 41,02	16° 40,08	20° 38,13
53,35	4° 32,38	4° 32,34	4° 32,30	4° 32,25	5° 32,13	5° 31,99	6° 31,91	7° 31,74	8° 31,64	9° 31,45	10° 31,24	11° 30,76	14° 30,24	18° 28,99
60,95	3° 24,84	3° 24,82	4° 24,79	4° 24,76	5° 24,70	5° 24,63	6° 24,57	7° 24,46	8° 24,40	9° 24,28	10° 24,15	12° 23,90	15° 23,60	20° 22,82

El nivel luminoso sobre las superficies verticales — en puntos fuera del plano vertical que comprende la fuente luminosa — puede ser determinado usando el factor de multiplicación encontrado al utilizar la tabla al revés. La altura de la fuente luminosa se leera sobre la escala de distancias horizontales, etc.

d.- CURVAS DE DISTRIBUCION LUMINOSA



LUX

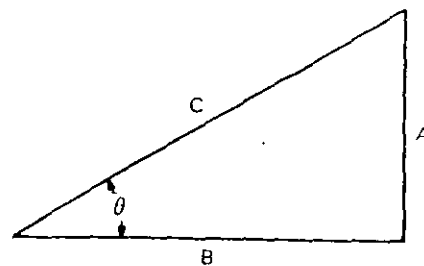
ALTURA DE MONTAJE (m)	DISTANCIA DESDE EL CENTRO DEL HAZ (m)				
	0	0,30	0,60	1,20	1,80
PAR-38 de 75 w. Concentradora					
1,50	1940	540	90	20	10
2,30	860	480	80	10	10
3,05	490	370	130	10	10
4,60	220	190	120	20	10
PAR-38 de 75 w. Difusora					
1,50	600	460	170	20	10
2,30	270	220	160	20	10
3,05	150	130	120	40	10
4,60	70	60	60	40	20
PAR-38 de 150 w. Concentradora					
1,50	4200	1450	130	70	20
2,30	1900	1180	170	40	30
3,05	1050	870	340	30	20
4,60	470	430	290	40	10
PAR-38 de 150 w Difusora					
1,50	1380	1070	370	40	10
2,30	610	550	370	60	20
3,05	350	320	270	90	20
4,60	150	150	140	90	40
R-30 de 75 w. Concentradora					
1,50	760	420	90	30	10
2,30	340	250	90	20	10
3,05	190	170	80	20	10
4,60	80	80	50	20	10
R-30 de 75 w Difusora					
1,50	160	150	110	20	10
2,30	70	70	60	30	10
3,05	40	40	40	30	10
4,60	20	20	20	20	10
R-40 de 150 w. Concentradora					
1,50	3000	960	190	60	30
2,30	1300	750	230	60	30
3,05	750	560	250	50	20
4,60	330	300	170	50	20
R-40 de 150 w. Difusora					
1,50	510	440	300	80	20
2,30	230	210	180	90	40
3,05	130	120	110	80	40
4,60	60	60	50	40	30
R-40 de 300 w. Concentradora					
1,50	5600	1960	350	130	40
2,30	2500	1650	350	90	60
3,05	1400	1160	490	90	50
4,60	600	590	410	90	40
R-40 de 300 w. Difusora					
1,50	1000	890	540	160	50
2,30	450	400	320	170	70
3,05	250	230	210	140	80
4,60	110	110	100	80	60

e.- TABLA DE LAS FUNCIONES
TRIGONOMETRICAS APLICABLES AL
METODO

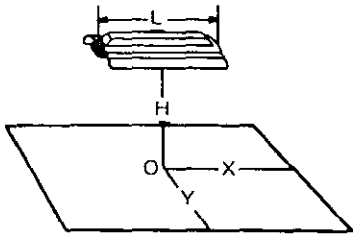
θ°	sen θ	cos θ	tg θ	cos ² θ	cos ³ θ	θ°	sen θ	cos θ	tg θ	cos ² θ	cos ³ θ
0	0,0000	1,000	0,0000	1,000	1,000	46	0,719	0,695	1,035	0,483	0,335
1	0,0175	1,000	0,0175	1,000	1,000	47	0,731	0,682	1,072	0,465	0,317
2	0,0349	0,999	0,0349	0,999	0,998	48	0,743	0,669	1,111	0,448	0,300
3	0,0523	0,999	0,0524	0,997	0,996	49	0,755	0,656	1,150	0,430	0,282
4	0,0698	0,998	0,0699	0,995	0,993	50	0,766	0,643	1,192	0,413	0,266
5	0,0872	0,996	0,0875	0,992	0,989	51	0,777	0,629	1,235	0,396	0,249
6	0,105	0,995	0,1051	0,989	0,984	52	0,788	0,616	1,280	0,379	0,233
7	0,122	0,993	0,1228	0,985	0,978	53	0,799	0,602	1,327	0,362	0,218
8	0,139	0,990	0,1405	0,981	0,971	54	0,809	0,588	1,376	0,345	0,203
9	0,156	0,988	0,1589	0,976	0,964	55	0,819	0,574	1,428	0,329	0,189
10	0,174	0,985	0,1763	0,970	0,955	56	0,829	0,559	1,483	0,313	0,175
11	0,191	0,982	0,1944	0,964	0,946	57	0,839	0,545	1,540	0,297	0,162
12	0,208	0,978	0,2126	0,957	0,936	58	0,848	0,530	1,600	0,281	0,149
13	0,225	0,974	0,2309	0,949	0,925	59	0,857	0,515	1,664	0,265	0,137
14	0,242	0,970	0,2493	0,941	0,913	60	0,866	0,500	1,732	0,250	0,125
15	0,259	0,966	0,2679	0,933	0,901	61	0,875	0,485	1,804	0,235	0,114
16	0,276	0,961	0,2867	0,924	0,888	62	0,883	0,470	1,881	0,220	0,103
17	0,292	0,956	0,3057	0,915	0,875	63	0,891	0,454	1,963	0,206	0,0936
18	0,309	0,951	0,3249	0,905	0,860	64	0,899	0,438	2,050	0,192	0,0842
19	0,326	0,946	0,3443	0,894	0,845	65	0,906	0,423	2,144	0,179	0,0755
20	0,342	0,940	0,3640	0,883	0,830	66	0,914	0,407	2,246	0,165	0,0673
21	0,358	0,934	0,3839	0,872	0,814	67	0,921	0,391	2,356	0,153	0,0597
22	0,375	0,927	0,4040	0,860	0,797	68	0,927	0,375	2,475	0,140	0,0526
23	0,391	0,921	0,4245	0,847	0,780	69	0,934	0,358	2,605	0,128	0,0460
24	0,407	0,914	0,4452	0,835	0,762	70	0,940	0,342	2,747	0,117	0,0400
25	0,423	0,906	0,4663	0,821	0,744	71	0,946	0,326	2,904	0,106	0,0347
26	0,438	0,899	0,4877	0,808	0,726	72	0,951	0,309	3,078	0,0955	0,0295
27	0,454	0,891	0,5095	0,794	0,707	73	0,956	0,292	3,271	0,0855	0,0250
28	0,470	0,883	0,5317	0,780	0,688	74	0,961	0,276	3,487	0,0762	0,0211
29	0,485	0,875	0,5543	0,765	0,669	75	0,966	0,259	3,732	0,0670	0,0173
30	0,500	0,866	0,5773	0,750	0,650	76	0,970	0,242	4,011	0,0585	0,0142
31	0,515	0,857	0,6009	0,735	0,630	77	0,974	0,225	4,331	0,0506	0,0114
32	0,530	0,848	0,6249	0,719	0,610	78	0,978	0,208	4,705	0,0432	0,0090
33	0,545	0,839	0,6494	0,703	0,590	79	0,982	0,191	5,145	0,0364	0,0070
34	0,559	0,829	0,6745	0,687	0,570	80	0,985	0,174	5,671	0,0302	0,0052
35	0,574	0,819	0,7002	0,671	0,550	81	0,988	0,156	6,314	0,0245	0,0038
36	0,588	0,809	0,7265	0,655	0,530	82	0,990	0,139	7,115	0,0194	0,0027
37	0,602	0,799	0,7535	0,638	0,509	83	0,993	0,122	8,144	0,0149	0,0018
38	0,616	0,788	0,7813	0,621	0,489	84	0,995	0,105	9,514	0,0109	0,0011
39	0,629	0,777	0,8098	0,604	0,469	85	0,996	0,0872	11,430	0,0076	0,0007
40	0,643	0,766	0,8391	0,587	0,450	86	0,9976	0,0698	14,300	0,0048	0,0003
41	0,656	0,755	0,8693	0,570	0,430	87	0,9986	0,0523	19,081	0,0027	0,0001
42	0,669	0,743	0,8004	0,552	0,410	88	0,9994	0,0349	28,636	0,0012	0,0000
43	0,682	0,731	0,9325	0,535	0,391	89	0,9998	0,0175	57,290	0,0003	0,0000
44	0,695	0,719	0,9656	0,517	0,372	90	1,0000	0,0000	infinito	0,0000	0,0000
45	0,707	0,707	1,0000	0,500	0,354						

FORMULAS TRIGONOMETRICAS

$$\begin{aligned} \text{Seno } \theta &= \frac{A}{C} & \text{Coseno } \theta &= \frac{B}{C} \\ \text{Tangente } \theta &= \frac{A}{B} & \text{Cotangente } \theta &= \frac{B}{A} \\ \text{Secante } \theta &= \frac{C}{B} & \text{Cosecante } \theta &= \frac{C}{A} \end{aligned}$$

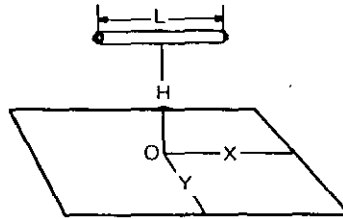


f.- NIVEL LUMINOSO PRODUCIDO POR UNA LUMINARIA INDUSTRIAL Y UNA LAMPARA FLUORESCENTE DESNUDA



Luminaria

Luminaria de 1,20 m., 4200 lúmenes
Luminaria de 1,80 m., 6200 lúmenes
Luminaria de 2,40 m., 8400 lúmenes



Lámpara

Lámpara de 1,20 m., 2800 lúmenes
Lámpara de 1,80 m., 4100 lúmenes
Lámpara de 2,40 m., 5600 lúmenes

NIVEL LUMINOSO BAJO LA LUMINARIA

L (m.)	H (m.)	DISTANCIA EN DIRECCION "Y" (m.)				
		0	0,60	1,20	1,80	2,40
1,20	0,60	2120	630	100	30	10
	1,20	730	460	190	80	30
	1,80	330	280	170	110	40
1,80	0,60	2350	760	150	40	20
	1,20	910	610	280	110	50
	1,80	500	390	260	130	70
2,40	0,60	2540	860	200	70	20
	1,20	1060	730	310	130	70
	1,80	570	460	290	170	90

NIVEL LUMINOSO BAJO LA LAMPARA DESNUDA

L (m.)	H (m.)	DISTANCIA EN DIRECCION "Y" (m.)				
		0	0,60	1,20	1,80	2,40
1,20	0,60	550	230	70	20	—
	1,20	190	130	70	30	—
	1,80	90	80	50	30	—
1,80	0,60	630	280	90	30	—
	1,20	250	180	100	60	—
	1,80	120	110	80	50	—
2,40	0,60	630	300	110	40	—
	1,20	270	210	120	60	—
	1,80	150	130	90	50	—

L (m.)	H (m.)	DISTANCIA EN DIRECCION "X" (m.)				
		0	0,60	1,20	1,80	2,40
1,20	0,60	2120	1270	220	40	20
	1,20	730	530	230	110	90
	1,80	330	290	190	110	100
1,80	0,60	2350	1840	760	130	20
	1,20	910	790	400	170	110
	1,80	500	410	260	150	130
2,40	0,60	2540	2340	1290	240	110
	1,20	1060	960	640	290	120
	1,80	570	520	410	240	130

L (m.)	H (m.)	DISTANCIA EN DIRECCION "X" (m.)				
		0	0,60	1,20	1,80	2,40
1,20	0,60	550	320	50	10	—
	1,20	190	130	70	20	10
	1,80	90	80	40	20	10
1,80	0,60	630	520	150	20	10
	1,20	250	200	110	50	20
	1,80	120	110	80	60	20
2,40	0,60	630	590	320	50	10
	1,20	270	240	160	80	30
	1,80	150	130	100	60	30

Estos valores están basados en la emisión luminosa (lúmenes) indicada. Una simple proporción puede usarse para determinar los valores del nivel luminoso (lux) para otras luminarias o lámparas de distinta emisión luminosa.

g.— FUENTES DE ILUMINACION QUE SE DEBEN CONSIDERAR PARA EL CALCULO DE PUNTO POR PUNTO

FUENTE LINEAL DE LONGITUD INFINITA

Deberá considerarse la expresión:

$$E_p = \frac{L \times W}{2D}$$

donde:

- E_p = iluminación en el punto P en pies-bujías
- L = luminancia de la fuente en pies-Lamberts
- W = ancho de la fuente en pies
- D = distancia de la fuente al punto P en pies

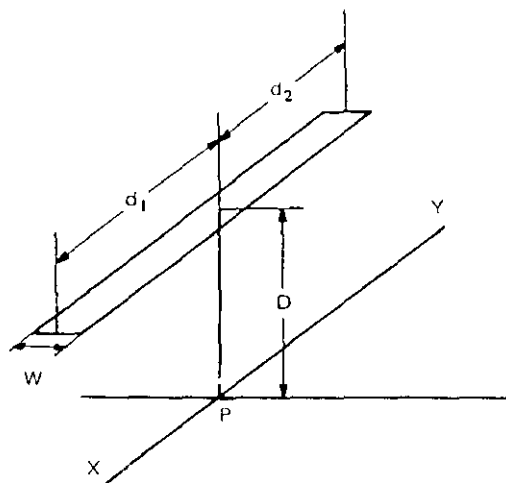


Fig. 1. Símbolos usados en el cálculo de la iluminación en puntos específicos con fuentes lineales infinitas.

La expresión anterior es exacta solamente en el caso de una fuente lineal de longitud infinita, pero su exactitud será dentro del 10% si ambas distancias d_1 y d_2 son mayores que $1.5D$. La exactitud será dentro del 5% si d_1 y d_2 son mayores que $2D$. Se debe notar que la iluminación producida por una fuente lineal de longitud infinita varía inversamente a la distancia de la fuente y no inversamente al cuadrado de la distancia como en el caso de fuentes puntuales.

FUENTES SUPERFICIALES DE AREA INFINITA

Una fuente superficial de área infinita colocada en un plano paralelo al plano de trabajo produce iluminación de acuerdo a la siguiente relación.

pies-bujías en el plano de trabajo = $\frac{\text{Luminancia en pies-lamberts de una fuente infinita}}{2}$

Este tipo de relación es aplicable cuando se tienen plafones luminosos. La iluminación es teóricamente independiente de la distancia.

COMPONENTE REFLEJADA PARA SUPERFICIES HORIZONTALES

La componente de iluminación reflejada en un plano horizontal se calcula exactamente de la misma manera como la iluminación promedio usando el método de lúmenes, excepto que el coeficiente de reflexión se sustituye por el coeficiente de utilización de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Iluminación reflejada (horizontal)} = \frac{\text{Lúmenes por luminario} \times \text{RRC}}{\text{Área del luminario (en el plano de trabajo)}}$$

donde:

$$\text{RRC} = \text{LC}_w + \text{RPM} (\text{LC}_{cc} - \text{LC}_w)$$

LC_w = Coeficiente de luminancia de la pared

LC_{cc} = Coeficiente de luminancia de la cavidad de techo

RPM = Factor multiplicador de la posición de local

COMPONENTE REFLEJADA PARA SUPERFICIES VERTICALES

Para determinar la iluminación reflejada en las superficies verticales se usa la fórmula anterior pero sustituyendo el coeficiente de reflexión de la pared por el coeficiente de utilización quedando la fórmula siguiente:

$$\text{Iluminación Reflejada Vertical} = \frac{\text{Lúmenes por luminario} \times \text{WRRC}}{\text{Área por luminario (en el plano de trabajo)}}$$

donde

$$\text{WRRC} = \frac{\text{LC}_w}{\rho_w} - \text{WDRC}$$

ρ_w = Reflectancia promedio de la pared

WDRC = Coeficiente de radiación directa de la pared

2.5.2 alumbrado exterior

2.5.2.1 alumbrado público

a.— LAMPARAS INCANDESCENTES, FLUORESCENTES O VAPOR DE MERCURIO

Para llevar a cabo una verdadera y buena iluminación de alumbrado público, es esencial que la instalación esté bien proyectada. El diseño deberá seguir las normas prácticas americanas para el alumbrado de calles y carreteras, teniendo en consideración los siguientes puntos.

a.1.— La clasificación de la carretera en función del tráfico.

a.2.— El nivel adecuado de iluminación para la clasificación de la carretera.

a.3.— La selección de luminarias en relación con la distribución de luz requerida.

a.4.— Los emplazamientos adecuados de las luminarias (altura de montaje, distancia de separación entre unas y otras, longitud del brazo) para proporcionar la cantidad y calidad de iluminación requerida.

a.1. CLASIFICACION DE LAS CARRETERAS

Se deberá hacer una clasificación en función del tráfico aplicable a todas las carreteras para que el diseño del sistema de alumbrado esté en relación con las necesidades particulares de cada una. La tabla nos muestra la clasificación según el volumen del tráfico de vehículos, recomendada por el "Street Lighting Committee" del "Institute of Traffic Engineers"¹. Se recomienda que todas las carreteras se clasifiquen además según el tráfico de peatones durante las horas nocturnas de mayor actividad:

CLASIFICACION DEL TRAFICO	*VEHICULOS POR HORA
Tráfico muy ligero	Menos de 150
Tráfico ligero	150 a 500
Tráfico medio	500 a 1200
Tráfico pesado	1200 a 2400
Tráfico muy pesado	2400 a 4000
Tráfico máximo	Más de 4000

¹Durante la noche, a la hora de máximo tráfico, en ambas direcciones.
¹Instituto de Ingenieros de Tráfico, Comité de Alumbrado de Calles.

Tráfico ligero o sin peatones.— El que puede haber en las carreteras de barrios residenciales o zonas de almacenes, autopistas, calles elevadas o subterráneas y carreteras en campo.

Tráfico de peatones medio.— El que puede haber en calles de barrios comerciales de segundo orden y en calles de algunas zonas industriales.

Tráfico de peatones pesado.— El que puede haber en las calles de los barrios comerciales.

a.2. NIVEL DE ILUMINACION

El nivel adecuado de iluminación para cada clasificación de las calles puede determinarse en la tabla siguiente. Los valores de la lista son los niveles mínimos en servicio, requeridos para proporcionar un buen alumbrado público normal. En

algunas instalaciones pueden ser requeridos niveles más altos por razones distintas de la seguridad del tráfico. El nivel luminoso más bajo en cualquier punto del pavimento no debe ser nunca menos de 1/4 del citado en la tabla. Esto se aplicará a todas las carreteras excepto a las que tienen un tráfico muy ligero de vehículos en donde el mínimo admisible puede llegar a ser 1/10 de la iluminación usual.

Nivel luminoso recomendado en Lux (lúmenes por m²) para calles*.

Tráfico de peatones	Clasificación del tráfico de vehículos			
	Muy ligero menos de 150	Ligero (150 a 500)	Medio 500 a 1200	Pesado o más (más de 1200)
Pesado	9	12	15	18
Medio	6	9	12	15
Ligero o nulo	3	6	9	12

*Para calzadas oscuras, con una reflectancia aproximada del 3%. Con calzadas más claras, niveles luminosos más bajos, proporcionarán la misma efectividad.

a.3. SELECCION DE UNIDADES DE ALUMBRADO

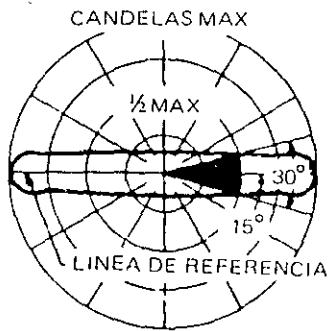
Las fuentes luminosas usadas en el alumbrado público son las incandescentes, las de vapor de mercurio y las fluorescentes, y cada una de ellas proporcionará resultados excelentes cuando se utilicen adecuadamente. La consideración fundamental al seleccionar la unidad de alumbrado y la combinación de lámparas es su distribución fotométrica que procurará la cantidad y uniformidad de iluminación deseada, además de crear unas buenas condiciones visuales en los alrededores. La elección entre sistemas que cumplan estos requisitos se hace generalmente teniendo en cuenta su aspecto y el costo relativo.

Las unidades de alumbrado público se clasifican generalmente con relación a la forma de distribución lateral en cinco tipos generales que a continuación se detallan. La "anchura" se define por el ángulo que forman la línea de referencia paralela al bordillo y la línea radial que pasa por el punto de máxima emisión luminosa de la linterna en bujías.

UNIDAD DE ALUMBRADO DE TIPO I

Las lámparas de tipo I tienen distribución lateral en dos sentidos, con una anchura de 15° a cada lado de la línea de referencia y una variación aceptable de 10° a menos de 20°. Las dos concentraciones principales de luz están en direcciones opuestas a lo largo de la calle. El plano vertical de máxima iluminación es paralelo a la línea de la acera. La distribución de

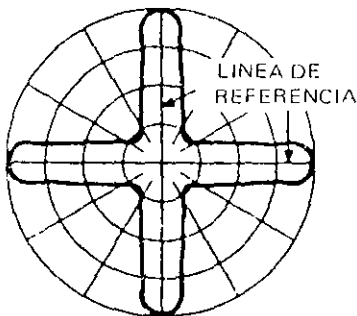
luz es similar en ambos lados de este plano vertical. Este tipo de distribución es aplicable, en general, cuando la unidad de alumbrado se coloca próxima al eje de la calle



UNIDAD DE ALUMBRADO TIPO I DE CUATRO DIRECCIONES

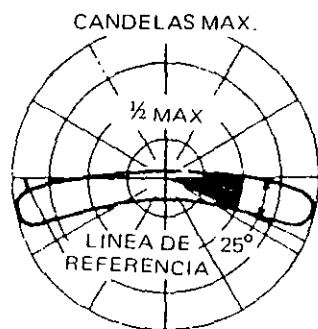
Las lámparas de tipo I cuatro direcciones, tienen una distribución con cuatro concentraciones principales de luz, formando entre ellos ángulos de aproximadamente 90°, con una variación de anchura total de 20° a menos de 40° como las del tipo I

Este tipo de distribución es aplicable generalmente a unidades de alumbrado situadas sobre o cerca del centro de una intersección de calles de ángulo recto.



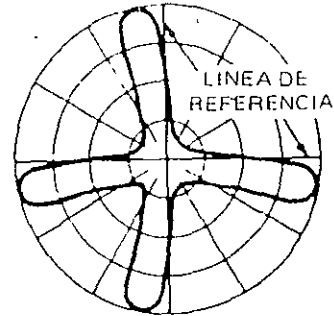
UNIDADES DE ALUMBRADO TIPO II

Las unidades de alumbrado con distribución de luz tipo II tienen una anchura lateral de 25°, con una variación aceptable de 20° hasta menos de 30°. Esta distribución es aplicable, en general, a unidades de alumbrado situadas en o cerca de las aceras de calles relativamente estrechas, cuya anchura no exceda de 1.6 veces la altura de montaje.



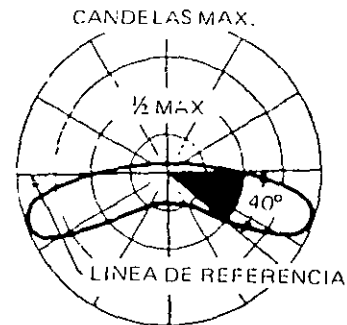
UNIDADES DE ALUMBRADO TIPO II DE CUATRO DIRECCIONES

Las unidades de alumbrado con distribución de luz tipo de cuatro direcciones tienen cuatro concentraciones principales de luz, cada una con una anchura de 20° a menos de 30°, como las de tipo II. Este tipo de distribución es aplicable, en general, a unidades de alumbrado situadas cerca de una esquina de una intersección de calles de ángulo recto.



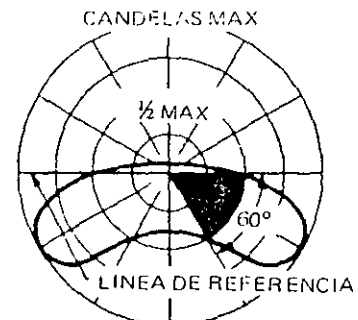
UNIDADES DE ALUMBRADO TIPO III

Las unidades de alumbrado de distribución de luz de tipo III tienen una anchura lateral de 40° con una variación aceptable de 30° a menos de 50°. Este tipo de distribución se proyecta para montaje de unidades de alumbrado en o cerca de un costado de una calle de mediana anchura, cuya anchura no exceda de 2.7 veces la altura de montaje.



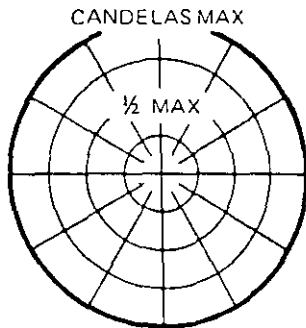
UNIDADES DE ALUMBRADO TIPO IV

Las unidades de alumbrado de distribución de luz de tipo IV tienen una anchura lateral de 60° con una variación aceptable de 50° o más. Este tipo de distribución se proyecta para montaje al costado de la calle, y se emplea generalmente en calles anchas, cuya anchura no excede de 3.7 veces la altura de montaje.



UNIDADES DE ALUMBRADO TIPO V

Las unidades de alumbrado de tipo V tienen distribución de luz, circular, es decir la misma emisión en todos los ángulos laterales. Esta distribución se proyecta para unidades de alumbrado montadas, en o cerca del centro de la calle, en las islas centrales de avenidas y en cruces.

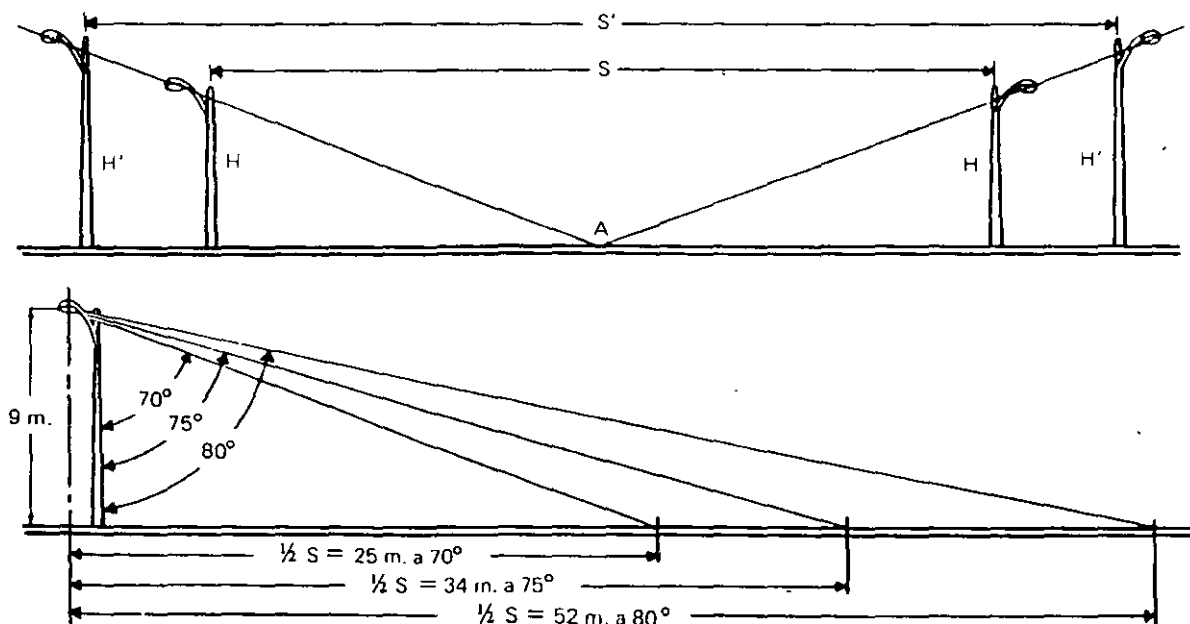


a. 4. EMPLAZAMIENTO DE LAS UNIDADES DE ALUMBRADO.

Dos consideraciones son de una importancia fundamental en la determinación de la altura de montaje óptima: la conveniencia de reducir al mínimo el deslumbramiento directo y la necesidad de una distribución razonablemente uniforme de iluminación sobre la superficie de la carretera. Cuanto más alta esté montada la unidad de alumbrado, más distanciado estará por encima de la línea normal de visión, y menor será su deslumbramiento.

Por otra parte, para alcanzar la iluminación uniforme se requiere una cierta relación entre la altura de montaje, la distancia entre unidades de alumbrado y el ángulo vertical de máxima emisión luminosa para la unidad de alumbrado en cuestión (generalmente entre 70° y 80°).

RELACION DE LA DISTANCIA ENTRE LAMPARAS A LA ALTURA DE MONTAJE



Para una unidad de alumbrado dada, la relación de la distancia entre postes, a la altura de montaje deberá ser lo suficientemente baja para que el rayo de luz de máxima emisión luminosa puede incidir en la calzada por lo menos a la mitad de la distancia al poste contiguo. Para proporcionar una mayor uniformidad sobre las carreteras de gran tráfico, la distancia entre postes se reduce a veces hasta un 50%, lo que proporciona un 100% de solape de los haces verticales.

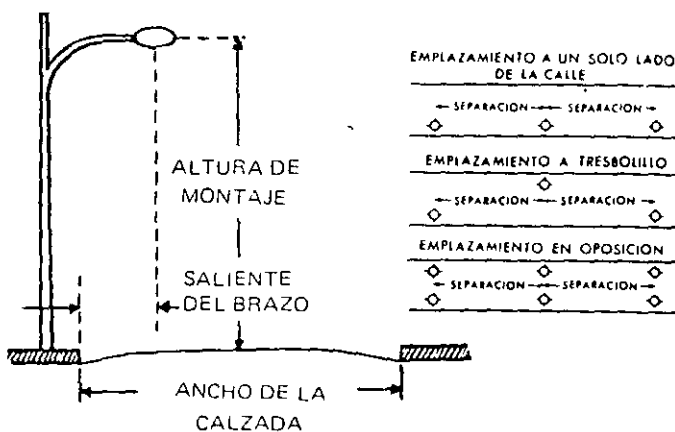
Las alturas de montaje recomendadas por la "American Standard Practice" para el alumbrado de calles y carreteras con el mínimo deslumbramiento y la máxima uniformidad vienen dadas en las tablas siguientes. A veces pueden desearse mayores alturas de montaje, pero variar las alturas que a continuación se dan tanto en más como en menos, no puede considerarse una buena práctica.

b. - ALTURA DE MONTAJE DE LAMPARAS

* La altura de montaje es admisible en aquellos casos en los que el contraste entre el brillo de la unidad de alumbrado y sus alrededores es relativamente bajo.

Emisión luminosa de la lámpara (lúmenes)	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV y V
	m	m.	m	m.
2500	7.60	6.00	6.00	6.00
4000	7.60	7.60	7.60	7.60
6000	7.60	7.60	7.60	7.60
10000	—	* 7.60 a 9	* 7.60 a 9	7.60
15000	—	9	* 7.60 a 9	* 7.60 a 9
20000	—	9	9	* 7.60 a 9
50000	—	—	—	* 7.60 a 9

c. - ESTUDIOS CARACTERISTICOS DE ALUMBRADO DE CALLES BASADOS EN UN PAVIMENTO CON FACTOR DE REFLEXION DEL 10% (1)



- (1). Para pavimentos con reflectancia menor (del orden del 3 por 100), el nivel luminoso deberá ser aumentado en un 50 por 100
- (2) Basado en la emisión luminosa inicial y un factor de mantenimiento de 0,80.
- (3) Para lámparas fluorescentes y de vapor de mercurio; para lámparas de incandescencia, 72 m. a un solo lado.
- (4) A 13°C de temperatura ambiente.
- (5) Lámparas trabajando a tensión nominal en posición horizontal

DATOS	LAMPARA Y TIPO DE LINTERNA	LUMENES POR LUMINARIA	NIVEL LUMINOSO MEDIO (2) (LUX)
Tráfico Muy ligero Tráfico de peatones Ligero Ancho de la calle 9 m Separación 36 m en un solo lado (3) Altura de montaje 7.60 m Saliente del brazo 2 m	Filamento Tipo I	6000	2.20
	Fluorescente Tipo I (ancha)	8500 (2 lamp. 192)	2.30 (4)
	Clara de Vapor mercurio Tipo I	3350 (33.41A C)	2.00
Tráfico Ligero Tráfico de peatones Ligero o medio Ancho de la calle 12 m Separación 36 m a tresbolillo Altura de montaje 7.60 o 9 m Saliente del brazo 1.50 m	Filamento Tipo III	6000	3.30
	Fluorescente Tipo I (ancha)	13800 (2 lamp. 192)	3.90 (4)
	Clara de Vapor mercurio Tipo IV	11250 (43.7.5KC C)	3.50
Tráfico Medio Tráfico de peatones Medio Ancho de la calle 15 m Separación 36 m a tresbolillo Altura de montaje 7.60 o 9 m Saliente del brazo 1.50 m	Filamento Tipo III	15000	10.00
	Fluorescente Tipo I (ancha)	19600 (4 lamp. 192)	6.50 (4)
	Clara de Vapor mercurio Tipo III	21500 (43.3.1 C)	13.00 (5)
Tráfico Pesado Tráfico de peatones Medio Ancho de la calle 18 m Separación 36 m a tresbolillo Altura de montaje 9 m Saliente del brazo 1.50 m	Filamento Tipo III	15000	11.30
	Fluorescente Tipo I (ancha)	39200 (4 lamp. 192)	11.00 (4)
	Clara de Vapor mercurio Tipo III	21500 (43.3.1 C)	11.00 (5)
Tráfico Lo más pesado Tráfico de peatones Pesado Ancho de la calle 21 m Separación 36 m en oposición Altura de montaje 9 m Saliente del brazo 1.50 m	Filamento Tipo III	15000	16.00
	Fluorescente Tipo I (ancha)	39200 (4 lamp. 192)	19.00 (4)
	Clara de Vapor mercurio Tipo III	21500 (43.3.1 C)	21.00 (5)

2.5.2.2 datos y cálculos de iluminación de calles

a.— INTRODUCCION

Los cálculos de iluminación de calles en candelas-pié horizontales se agrupan en dos tipos generales:

- 1.— Determinación de la iluminación promedio en el pavimento de la calle.
- 2.— Determinación de la iluminación en puntos específicos de la carretera.

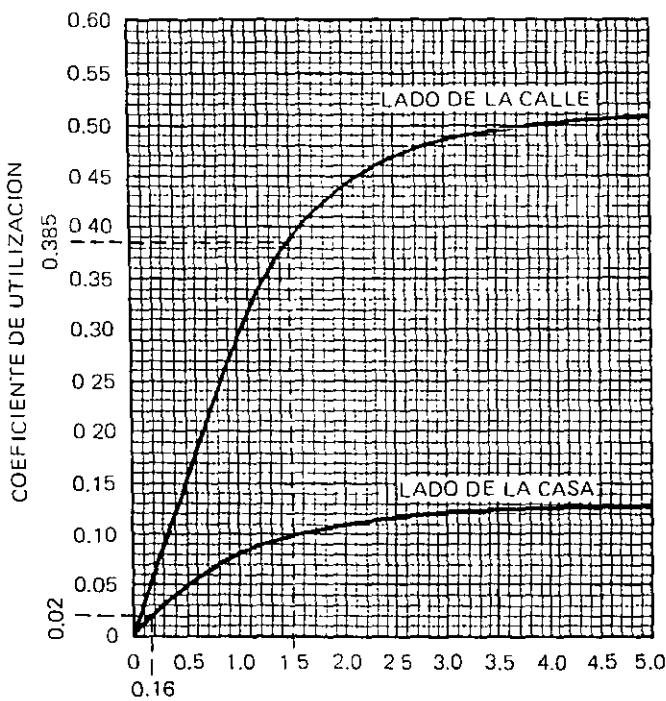
b.— DETERMINACION DEL PROMEDIO DE ILUMINACION.

La iluminación promedio sobre un área grande de pavimento en término de pie-candelas horizontales puede calcularse por medio de una "curva de utilización" del tipo mostrado en la figura (a) siguiente.

expresado en término de una razón de la altura de montaje del luminario al ancho de la calle, el término no tiene dimensiones.

FACTORES DE DEPRECIACION

Las diferentes causas de pérdidas de luz en los luminarios de alumbrado de calles se ilustran en la figura (b). Estas condiciones de deteriorización existen siempre, variando el grado. De esta forma cada circunstancia deberá ser considerada separadamente para aplicar valores de depreciación razonables para ello.



$$\text{Relacion} = \frac{\text{Ancho transversal (lado de la calle ó casa)}}{\text{Altura de montaje del luminario}}$$

Fig. a.— Ejemplo de curvas para coeficientes de iluminación para provisión de luminarios Tipo III-M en distribución de luz.

El coeficiente de utilización, como se muestra en la figura (a) es el porcentaje de los lúmenes de lámpara que caerán en alquiere de las dos áreas de longitud infinita, una extendida al frente del luminario (lado de la calle) y la otra detrás del luminario (lado de la casa), cuando el luminario es nivelado y orientado sobre la calle en una manera equivalente a aquella en la cual éste fue probado. Ya que el ancho de la calle está

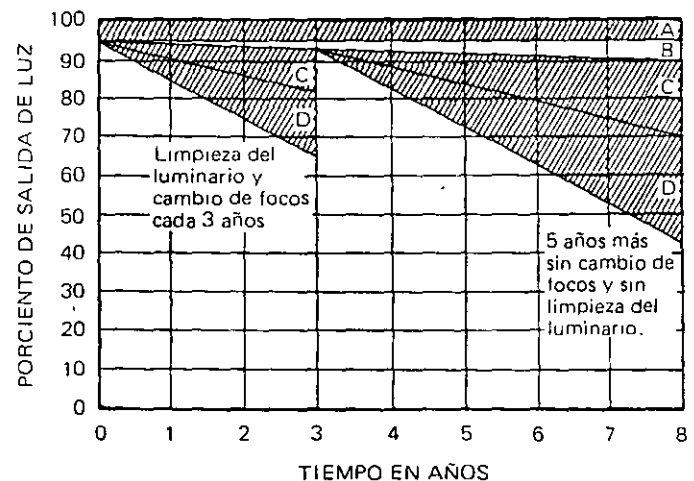


Fig. b.— Causas de pérdida de luz mostrados* para un sistema típico de alumbrado de calles (mercurial 400 watts).

- A. Variación en temperatura y/o voltaje.
- B. Deterioración de superficies del luminario o refractor.
- C. Depreciación de los lúmenes de la lámpara.
- D. Depreciación por suciedad del luminario.

* Los valores que se muestran son ilustrativos de las pérdidas. Diferirán cantidades relativas para cada instalación específica. Si las bases de las lámparas no son reemplazadas, los valores finales mostrados serán aún más reducidos.

c.— FORMULAS PARA CALCULOS.

La fórmula básica para la determinación del promedio de pie-candelas horizontales es la siguiente

$$\text{Pie-Candelas}_{\text{prom.}} = \frac{\text{lúmenes de lámpara} \times \text{C.U.}}{\text{Area de Pavimento por luminario en pies cuadrados}}$$

donde:

C.U.= Coeficiente de utilización

Esta fórmula es ampliada generalmente como sigue

$$\text{Pie-candelas}_{\text{prom.}} \text{ (Lúmenes por pie cuadrado)} = \frac{\text{(lúmenes de lámpara)} \times \text{(coeficiente de utilización)}}{\text{(espacio entre luminarios en pies)} \times \text{(ancho de calle en pies)}}$$

*Esta es la distancia longitudinal entre luminarios si son espaciados en arreglos escalonados (tresbolillo) o de un solo lado. Esta distancia es la mitad de la distancia longitudinal entre luminarios si los luminarios están arreglados en lados opuestos.

Puede verse que con esta expresión de la fórmula, es posible encontrar el promedio de los pie-candelas horizontales, o espa-

ciamientos, o lúmenes de lámparas, según se desee. Una aplicación de esta fórmula es necesaria para determinar la iluminación promedio en la calle cuando la fuente de iluminación está en su condición de mayor suciedad. Para tal cálculo, la fórmula se expresa como sigue:

$$P_p = \frac{L \times C.U. \times F.P.}{D \times A}$$

donde

P.p = pie-candelas prom. (lúmenes por pie cuadrado).

L = lúmenes de lámpara

C.U. = coeficiente de utilización.

F.P.* = factor de pérdida de luz

D = distancia entre luminarios en pies

A = ancho de la calle en pies

*Este valor puede ser determinado experimentalmente o estimado, si es desconocido.

d.— CALCULOS TIPICOS

Para ilustrar el uso de una curva de utilización, Fig (a), un cálculo típico se muestra a continuación

Datos.— Calle con arreglo de luminarios como se muestra en la Fig. (c).

- Espaciamiento de luminarios escalonados (colocadas a tresbolillo) de 120 piés.
- Ancho de la calle entre banquetas (pavimento) de 50 piés.
- Altura de montaje del luminario, 30 piés.
- Distancia de banqueta al luminario, 5 piés.
- Factor de pérdida de luz, (0.6)
- Lámparas de vapor de mercurio con 20,000 lúmenes iniciales.

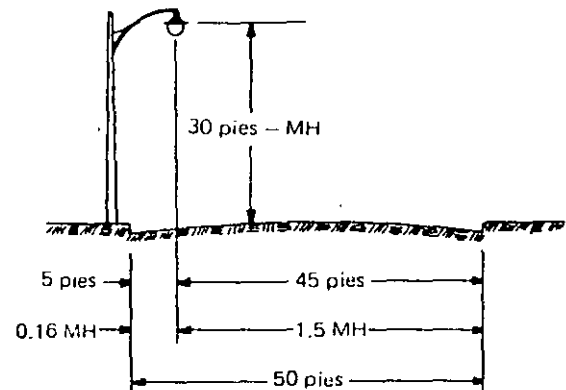
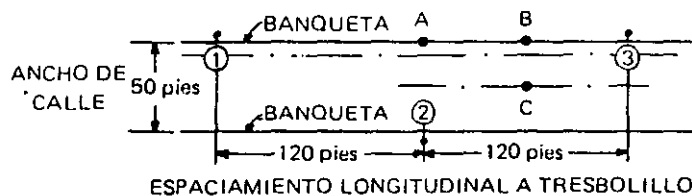


Fig. c.— Arreglo de luminarios y calle supuestos para un cálculo típico

Se requiere: Calcular el promedio mínimo de lúmenes por pie cuadrado (promedio de pié-candelas) para la calle.

Solución.— Para iluminación promedio:

1.— Determine el coeficiente de utilización (C.U.) para el "lado de la calle" del luminario:

$$\begin{aligned} \text{Relación (lado de la calle)} &= \frac{50 \text{ pies} - 5 \text{ pies}}{30 \text{ pies}} = \\ &= \frac{45 \text{ pies}}{30 \text{ pies}} = 1.50 \end{aligned}$$

*Usese la distancia de borde de la banqueta al punto directamente abajo de la luminaria.

El coeficiente de utilización (C.U.) de la Fig. (a) para la relación de 1.50 es 0.385

2.- Determinar el coeficiente de utilización (C.U.) del "lado de la casa":

$$\text{Relación (lado de la casa)} = \frac{5 \text{ pies}}{30 \text{ pies}} = 0.16$$

El coeficiente de utilización (C.U.) de la Fig. (a) para la relación de 0.16 es de 0.02.

3.- El coeficiente total para "lado de la calle" más "lado de la casa" es de 0.405.

4.- Para determinar la iluminación promedio en la calle, úsese la fórmula dada anteriormente.

$$\begin{aligned} \text{Pie-candela}_{\text{prom}} &= \frac{20,000 \times 0.405 \times 0.6}{120 \times 50} = 0.8 \\ &= 0.8 \text{ pie candelas} \end{aligned}$$

e.- DETERMINACION DE LA ILUMINACION EN UN PUNTO ESPECIFICO

La determinación de la iluminación horizontal en pie-candelas en un punto específico puede determinarse de una curva "isopiés-candelas", Fig (d), o por medio del método clásico de cálculo de puntos.

Diagramas de Isopiés-candelas.— Un diagrama de isopiés-candelas es una representación gráfica de puntos de igual iluminación unidos por una línea continua. Estas líneas pueden mostrar valores de pie-candelas en un plano horizontal de una sola unidad teniendo una altura de montaje definida, o bien, ellas pueden mostrar una figura compuesta de la iluminación de varias fuentes arregladas en cualquier forma o a cualquier altura de montaje. Estas se usan en el estudio de uniformidad de la iluminación y en la determinación del nivel de iluminación a cualquier punto específico. A fin de hacer estas curvas aplicables a todas las condiciones están calculadas para una altura de montaje dada, pero las distancias horizontales están expresadas en razones de la distancia actual a la altura de montaje. Factores de corrección para otras alturas de montaje están dados generalmente en la tabulación a lo largo de las curvas de isopiés-candelas.

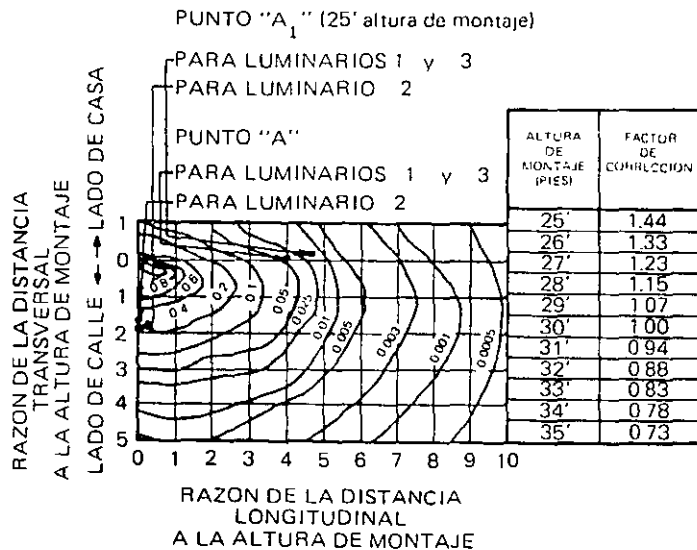


Fig. d.— Ejemplo de un diagrama de isopiés-candelas de pie-candelas horizontales en la superficie del pavimento para un luminario con distribución de luz Tipo III-M; para 1000 lúmenes de salida de lámpara 10 veces.

Cálculos Típicos.— Para ilustrar el uso del diagrama de isopiés-candelas, un cálculo típico se muestra a continuación.

Datos.— Calle con arreglo de luminarios como se muestra en la Fig (c).

- Espaciamiento de luminarios escalonados (colocados a tresbolillo) de 120 pies.
- Ancho de la calle entre banquetas (pavimento) de 50 pies.
- Altura de montaje del luminario, 30 pies
- Distancia de banqueta al luminario, 5 pies.
- Factor de pérdida de luz, (0.6)
- Lámparas de vapor de mercurio con 20,000 lúmenes iniciales.

Se requiere:

Determinar el nivel de pie-candelas en el punto "A" de la Fig (c), en el cual tiene el total de contribuciones de los luminarios 1, 2 y 3.

Solución:

1.— La localización del punto "A" con respecto a un punto en el pavimento directamente bajo el luminario está dimensionado en múltiplos transversales y longitudinales de la altura de montaje. Se supone que la distribución del luminario provee líneas de isopiés-candelas (pie-candelas horizontales) como se muestra en la Fig. (d). El punto "A" es así localizado en este diagrama de isopiés-candelas para su posición con respecto a cada luminario.

2.— Para determinar la contribución de cada luminario al punto "A"

- a.— Luminarios números 1 y 3: Localice el punto "A".
- Transversal 5 pies a "lado de la casa":

$$\frac{5}{30} = 0.16 \text{ veces la altura de montaje}$$

- Longitudinal 120 pies a lo largo del pavimento.

$$\frac{120}{30} = 4.0 \text{ veces la altura de montaje}$$

En el punto "A" para estos luminarios el valor estimado en pie-candelas de la Fig. (d) del diagrama de isopiés-can-

delas es de 0.04 pies-candelas. Esta contribución es de cada luminario 1 y 3. Ambos luminarios juntos proveen 0.08 pies-candelas.

b.— Luminario número 2. Localice el punto "A":

— Transversal 45 pies a "lado de la calle".

$$\frac{45}{30} = 1.5 \text{ veces la altura de montaje}$$

— La localización longitudinal es cero (0), ya que se localiza directamente enfrente del luminario. En el punto "A" para este luminario el valor estimado en pies-candelas de acuerdo a la Fig. (d) es 0.3 pies-candelas

3.— El total en el punto "A" de los 3 luminarios es $0.08 + 0.3 = 0.38$ pies-candelas. El valor de 0.38 pies-candelas está basado en 1000 lúmenes de lámpara en 10 veces y luminarios limpios con una lámpara produciendo los lúmenes nominales. El nivel inicial de pies-candelas es, de esta manera, $0.38 \times 2 = 0.76$ pies-candela. Si se desea expresar el nivel de pies-candelas en los términos cuando la fuente de iluminación se encuentra en su salida más baja y cuando el luminario se encuentra en condiciones de la mayor suciedad, se puede expresar utilizando el procedimiento que sigue.

$$0.76 \times 0.6 = 0.46 \text{ pies-candelas}$$

4.— Para usar los datos de otra altura de montaje que la indicada en las curvas de isopies-candela graficados, es necesario encontrar la nueva localización en el diagrama, así como aplicar un factor de corrección al valor de pies-candelas de esta nueva localización. Deberá seguirse el siguiente procedimiento:

a.— Calcule las nuevas distancias transversales y longitudinales a la altura de montaje y localice los puntos en el diagrama de acuerdo a los siguientes cálculos:

Ejemplo para altura de montaje de 25 pies:

— Luminarios 1 y 3 — Punto "A₁",

— Transversal 5 pies en "lado de la casa".

$$\frac{5}{25} = 0.2 \text{ veces altura de montaje (M.H.)}$$

— Longitudinal 120 pies a lo largo del pavimento.

$$\frac{120}{25} = 4.8 \text{ M.H.}$$

El punto "A₁" es localizado en el diagrama de isopies-candelas (Fig. d) con sus nuevas dimensiones.

b.— Obtenga los valores estimados en pies-candelas en las nuevas locaciones y multiplique esos valores por el factor de corrección para la nueva altura de montaje.

El valor estimado de los pies-candelas en el punto "A₁" (Fig. d) es de 0.015 pies-candelas. Este valor es multiplicado por el factor de corrección para 25 pies, el cual es de 1.44.

$0.015 \times 1.44 = 0.0216$ pies-candelas desde cada luminario 1 y 3. Ambos luminarios proveen 0.043 pies-candelas.

Luminario No 2 — Punto "A₁".

— Transversal 45 pies en el "lado de la calle":

$$\frac{45}{25} = 1.8 \text{ M.H.}$$

— La localización longitudinal permanece en cero (0), directamente al frente del luminario. Los pies-candelas estimados de la Fig. (d) son 0.2 pies-candelas. Este valor es multiplicado por el factor de corrección 1.44.

$$0.2 \times 1.44 = 0.288 \text{ pies-candelas}$$

El total en el punto "A₁" es:

$$0.043 + 0.288 = 0.331 \text{ pies-candelas.}$$

Como antes, este valor deberá ser multiplicado por el cociente de los lúmenes actuales de la lámpara a los lúmenes de la lámpara del diagrama de isopies-candelas ($20,000/10,000$) = 2 para el nivel inicial de pies-candelas

COEFICIENTES DE UNIFORMIDAD

Los requerimientos de uniformidad en la iluminación deberán ser determinados por el cociente de la razón:

$$\frac{\text{pies-candelas mínimos horizontales}}{\text{pies-candelas promedio horizontales}}$$

Esto puede también ser expresado como la razón:

$$\frac{\text{pies-candelas promedio horizontales}}{\text{pies-candelas mínimos horizontales}}$$

Un suficiente número de puntos especificados sobre la calle deberán ser chequeados para verificar la calidad y eficiencia de una instalación de alumbrado, antes de ser aceptada y puesta en servicio, para este objeto se recomienda la prueba conocida como método de los 21 puntos.

f.— INSTRUCTIVO PARA REALIZAR MEDICIONES DE NIVELES DE ILUMINACION, APLICANDO EL METODO DE LOS 21 PUNTOS ADAPTANDOSE A LA GEOMETRIA DE LA INSTALACION

A continuación se expone el método para realizar mediciones de niveles de iluminación por el método conocido como de los 21 puntos.

Datos requeridos:

- Altura de montaje
- Distancia interpostal
- Ancho de camellón (para calles de doble circulación, avenidas, etc.)
- Ancho de vía lateral.

Los resultados mínimos que se requieren para verificar una calidad y eficiencia que se consideren buenos en los arreglos y los equipos por probar y considerando las condiciones antes citadas serían a partir de los coeficientes de uniformidad.

De esta manera se tiene que:

$$E \text{ promedio} = \frac{E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_{21}}{21} = \text{luxes}$$

De lo anterior se puede apreciar que se harán mediciones en 21 puntos previamente establecidos (Ver Fig. e)

Los valores mínimos aceptables para los coeficientes de uniformidad serán los siguientes (de acuerdo a la Comisión Internacional de Iluminación, I.I.C.)

$$\text{Coeficiente de uniformidad general} = \frac{E \text{ min.}}{E \text{ prom.}} = 0.55$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad longitudinal} = \frac{E \text{ min.}}{E \text{ max.}} = 0.50$$

(en los 3 ejes, I, II y III)

$$\text{Coeficiente de uniformidad transversal} = \frac{E \text{ min.}}{E \text{ max.}} = 0.40$$

(en los 3 ejes A, B y C)

FORMA PARA COMPROBAR LOS NIVELES DE ILUMINACION EN CAMPO

PANORAMA DE LOS NIVELES DE ILUMINACION HORIZONTALES EN EL SUELO
METODO DE LOS 21 PUNTOS

NIVELES DE ILUMINACION PROMEDIO



Implantación

COEF. DE UNIFORMIDAD GRAL



Espaciamiento

Anchura de la calle

Poste

Luminario

Inclinación(s)

Fuente(s)

Lámpara(s)

Ajuste de lámpara

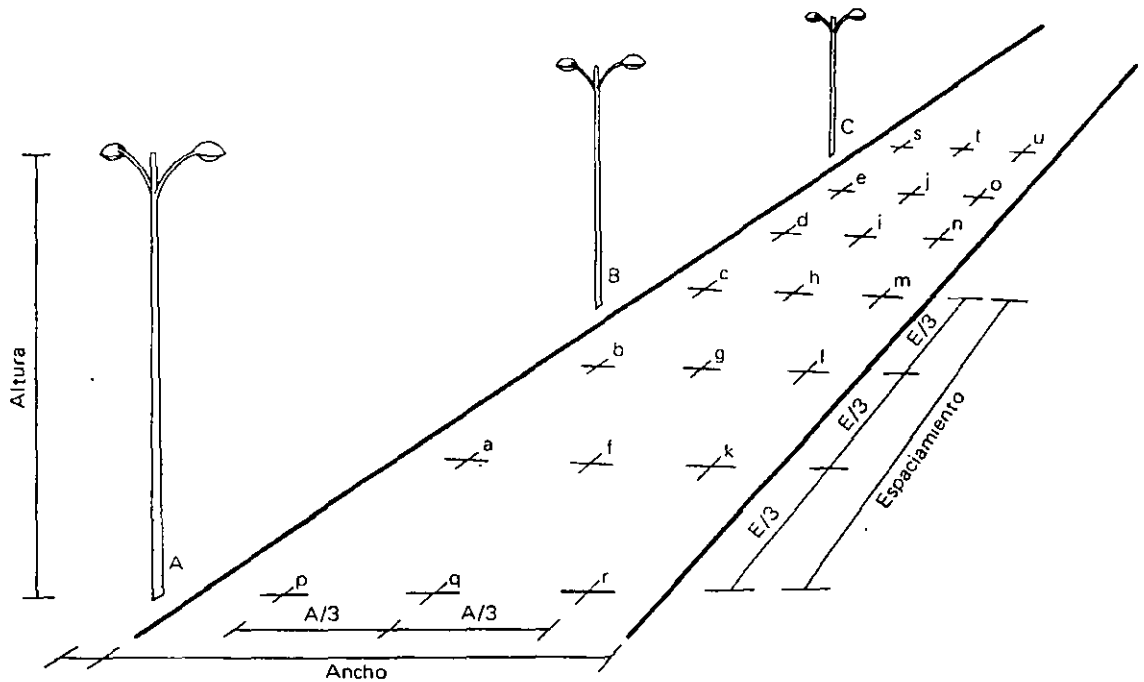
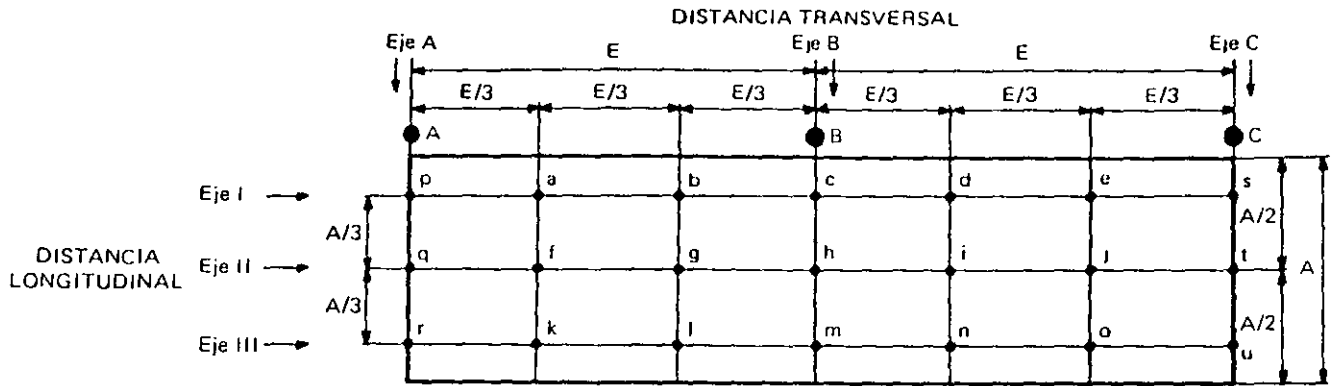


Fig. e.— Arreglo de los 21 puntos donde deberán realizarse las mediciones de iluminación en luxes.



De acuerdo con lo representado en la Fig. (e) anterior, las mediciones en el campo que deberán efectuarse serán:

$$E_{prom} = \frac{\sum a}{21} \text{ ó}$$

$$E_{prom} = \frac{a + b + c + \dots + u}{21}$$

y los coeficientes de uniformidad que deberán calcularse serán los siguientes:

$$\text{Coeficiente de uniformidad general} = \frac{E_{min.}}{E_{prom}}$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad longitudinal (eje I)} = \frac{E_{min.}}{E_{max.}}$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad longitudinal (eje II)} = \frac{E_{min.}}{E_{max.}}$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad longitudinal (eje III)} = \frac{E_{min.}}{E_{max.}}$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad transversal (eje A)} = \frac{E_{min.}}{E_{max.}}$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad transversal (eje B)} = \frac{E_{min.}}{E_{max.}}$$

$$\text{Coeficiente de uniformidad transversal (eje C)} = \frac{E_{min.}}{E_{max.}}$$

Al obtenerse los valores calculados para los coeficientes de uniformidad deberán compararse con los valores considerados como mínimos aceptables de acuerdo a lo indicado anteriormente, esto con el fin de verificar el nivel de calidad de la instalación en prueba.

2.5.2.3 consideraciones técnicas para una instalación con lámparas de vapor de sodio

a.- INTRODUCCION

El extraordinario aumento en la circulación de vehículos automotrices y el constante incremento de la velocidad que alcanzan los conductores de los mismos, ya sea en las vías rápidas y aún en las zonas urbanas, nos ha obligado a requerir de un mayor interés en lo relativo a los factores de seguridad en el tráfico automotriz; es por ello que debemos mejorar la visibilidad nocturna de obstáculos y de guía visual del conductor, especialmente cuando éste circula por vías rápidas.

La visión nocturna adecuada solo podrá lograrse mediante una instalación de alumbrado público de buena calidad, ya que de ella dependerá la seguridad tanto del automovilista como del peatón. Para el automovilista es importante poder distinguir los puntos singulares de la calle y los obstáculos que en ella se encuentran (baches, topes, etc.) aún sin la ayuda de las luces del vehículo, mucho antes que el automovilista llegue a ellos, para que éste pueda maniobrar con toda anticipación.

El técnico responsable de un proyecto de alumbrado público, debe escoger los materiales y equipos destinados a obtener una instalación funcional. Es de suma importancia tomar en consideración al analizar las diversas alternativas que se puedan aplicar, cuatro criterios que a continuación se citan:

- 1.- Uniformidad de luminancia de la carpeta de la calle.
- 2.- Nivel de luminancia en dicha carpeta.
- 3.- El confort visual de la instalación (limitación del deslumbramiento).
- 4.- El nivel de iluminación.

1. UNIFORMIDAD DE LUMINANCIA Y NIVEL DE LA MISMA

El propósito que se busca en alumbrado funcional de calles, es que los obstáculos se destaquen claramente sobre la calle, la cual deberá aparecer uniformemente luminosa.

Este aspecto uniforme depende:

- a.— De la calidad de difusión y reflexión del recubrimiento de la calle.
- b.— De la implantación de los equipos, es decir, la geometría de la instalación (altura de montaje, distancia interpostal, inclinación, etc.).
- c.— Del ajuste de las luminarias en caso de que lo tengan y de sus cualidades fotométricas.

DEFINICION DE LUMINANCIA:

Se sabe que la impresión luminosa que recibe el ojo proveniente de un objeto iluminado, no es debido al nivel de iluminación de este objeto, sino a su luminancia, es decir, que el ojo se sensibiliza, no por la luz recibida por el objeto, sino por aquella que éste refleja hacia el observador (por tanto la luminancia es el efecto que nos produce la sensación de ver).

Lo mismo sucede en el alumbrado público, en donde el objeto de nuestra atención está constituido por la carpeta de la calle y sus alrededores inmediatos (guarniciones, banquetas) de ahí la importancia que tienen las características ópticas del recubrimiento de la carpeta.

Tratemos de imaginar cómo se comporta un rayo luminoso emitido por una luminaria de alumbrado público que llega a la carpeta de la calle (con el objeto de que apreciemos la importancia que tiene la calidad de difusión y reflexión de la misma).

En primer lugar, supongamos que el recubrimiento de la calle sea una superficie perfectamente reflejante. En este caso, el observador, cualquiera que sea su posición sobre la calle, no verá más que la imagen de la luminaria reflejada por la carpeta.

El rayo emitido por la luminaria, es reflejado hacia el observador siguiendo las leyes elementales bien conocidas de óptica geométrica, denominadas "Leyes de Descartes", leyes en las cuales se sabe que el ángulo de incidencia es igual al ángulo de reflexión. Algunas calles lisas muy rodadas y en tiempo de lluvias, se aproximan mucho a una carpeta reflectora, pero las irregularidades del suelo crean una sucesión de imágenes de la fuente luminosa alineadas en forma de banda prácticamente continua o raya de luminancia desde el pie del poste hasta el observador. Un ejemplo que ilustra este caso se da a continuación: En carpetas muy lisas, la zona de luminancia máxima, no se extiende nunca más allá del pie del poste; lo que se explica fácilmente, ya que los rayos luminosos son reflejados en el sentido opuesto al de observación (Fig. 1) (Rayo p) y por lo tanto, no pueden ser percibidos por el ojo. Cuando el observador se desplaza, la raya de luminancia se desplaza también con él.

Imaginemos ahora que nos encontramos en presencia de una carpeta perfectamente difusora (Fig. 2). En este caso, la porción del flujo luminoso que llega a la carpeta, se reparte uniformemente.

Cualquiera que sea la posición del observador con relación a un punto indefinido de la carpeta, tendrá siempre una componente de flujo reflejado que llegará al ojo del observador. La luminancia de la carpeta es entonces independiente de la posición del observador.

En la realidad las características ópticas de los recubrimientos de las calles comunes, contienen en proporciones variables, los dos ejemplos que hemos citado anteriormente, ya que una parte del flujo es difundido y otra parte es reenviado en

una dirección privilegiada. Esta dirección privilegiada está muy próxima a aquella del rayo reflejado de acuerdo con las leyes de Descartes (reflexión Specular). Se pueden presentar a grosso modo, las componentes de flujo reflejado en la forma indicada en la Fig. 3.

Tal y como se ha mostrado anteriormente, existe un especial interés en que el recubrimiento de las calles no sea en acabado liso, sino granulado, ya que por otra parte, contribuye a la seguridad en el manejo en cuanto a la buena adherencia de los neumáticos de los vehículos en circulación.

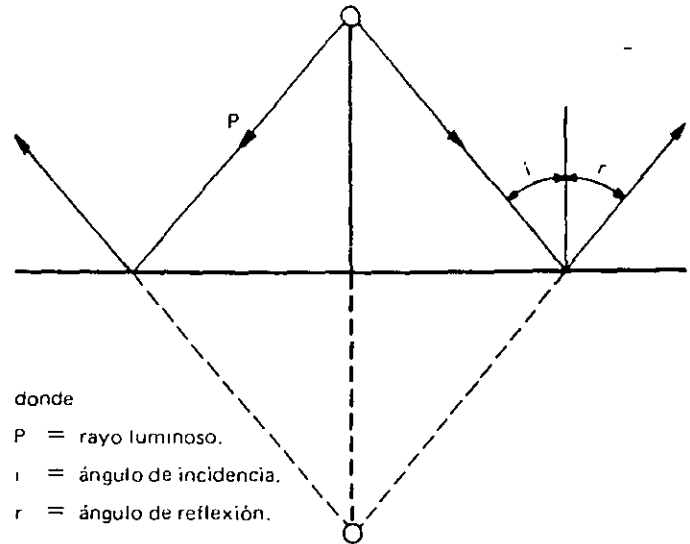


Figura 1

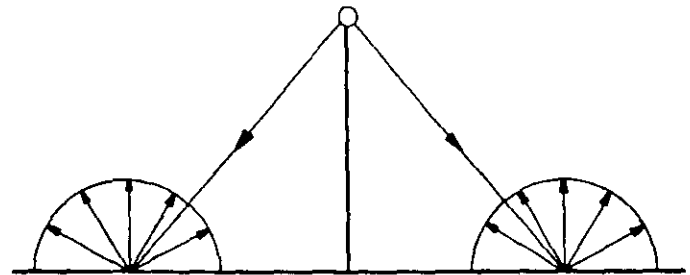


Figura 2

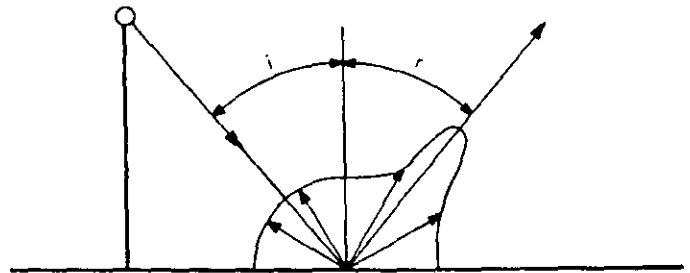


Figura 3

Es de vital importancia que los Ingenieros responsables de los proyectos para las nuevas instalaciones de alumbrado, tengan una relación técnica más estrecha con los Ingenieros responsables de los recubrimientos de las calles, con el objeto de buscar en la medida de lo posible, una mejor solución desde el punto de vista óptico para dichos recubrimientos, ya que además del acabado granulado, el color del recubrimiento juega un papel muy importante en los resultados ópticos de una instalación de alumbrado, pues con carpetas de acabado granulado y más claras que las actuales, se obtendrá una superficie más difusora y más reflectora de los rayos luminosos incidentes a ella, procedentes de los equipos de iluminación,

con lo cual se aumentaría el rendimiento óptico del conjunto de la instalación eléctrica del alumbrado y consecuentemente se reflejaría en un menor costo de la misma.

INCONVENIENTES DE LOS RECUBRIMIENTOS OSCUROS

El principal inconveniente que presentan los recubrimientos a base de asfalto y grava petrolizada, es desde luego su color oscuro, el cual particularmente de noche y con el mal tiempo, hace muy difícil la percepción de obstáculos fijos o móviles. También existe la dificultad de realizar una buena instalación de alumbrado público, que asegure a una regular distancia, una perfecta visibilidad de los obstáculos.

b.- NIVELES RECOMENDADOS PARA ILUMINACION EXTERIOR

CLASE DE VIA DE CIRCULACION	CARPETA OSCURA	CARPETA CLARA
a.- COMPLEJOS VIALES A VARIOS NIVELES		
b.- VIAS DE GRAN CIRCULACION	50 LUX	25 LUX
c.- PLAZAS IMPORTANTES		
VIAS URBANAS DE TRAFICO IMPORTANTE Y VELOCIDAD LIMITADA	30 LUX	15 LUX
VIAS RESIDENCIALES	20 LUX	10 LUX

*Según el C.I.E. (Comisión Internacional de Iluminación)

Figura 4

Dependiendo del color del revestimiento de la calle, ya sea oscuro, gris claro o claro, la obtención de una luminancia dada sobre el revestimiento, requiere de un cierto nivel de iluminación (Lúmenes/m² de carpeta), que puede variar no solamente de sencillo a doble, sino en muchos casos de sencillo a cuádruple.

El C.I.E.* recomienda los siguientes niveles para carpetas oscuras o claras en varios tipos de vías (Fig. 4).

Es bien sabido que en el alumbrado nocturno, los obstáculos fijos o móviles son percibidos generalmente en forma de siluetas oscuras sobre el fondo constituido por la carpeta iluminada, por lo que es evidente la necesidad de proporcionarle a ésta una luminancia suficiente mediante la instalación de alumbrado público para que ofrezca un buen contraste con los obstáculos que se presenten.

VENTAJAS DE LOS RECUBRIMIENTOS CLAROS

El empleo de carpetas o recubrimientos claros, tiene la enorme ventaja de permitir la realización de una instalación de alumbrado público eficaz y confortable, en condiciones particularmente económicas, ya que el flujo luminoso y por ende la potencia eléctrica requerida por m² de calle, es la mitad, y en muchos casos menor de lo que sería necesario para el caso de una calle con recubrimiento oscuro.

Permite además una mejor visibilidad de los obstáculos y una apreciable economía tanto en la inversión inicial de la instalación, como para su operación y mantenimiento.

Hacemos aquí alusión a la noción de confort visual que es más importante a medida que las densidades de tráfico y las velocidades de circulación aumentan. Es necesario que los diversos objetos situados en el campo visual del conductor (carpeta iluminada, faros encendidos de los coches circulando en sentido contrario, etc.) no presenten entre ellos grandes diferencias de luminancias o brillantez, que provoquen el fenómeno de deslumbramiento del conductor, mismo que puede alcanzar grados variables y en casos extremos, provocar la ceguera momentánea, lo cual se reduce a un nivel muy bajo con el empleo de recubrimientos cada vez más claros.

Con todo lo antes expuesto se demuestra la importancia que tiene el tipo de recubrimiento de una calle en la contribución de los resultados de una instalación de alumbrado público.

Hemos visto hasta ahora ventajas y desventajas entre el acabado y color de la carpeta, pero no hay que perder de vista que en función del tipo de recubrimiento se adecúan los demás elementos de la instalación, tales como la geometría de ésta y las cualidades fotométricas de las luminarias, ya que entre todos estos elementos, existe una gran interrelación que dependiendo del procesamiento de la misma, nos conduce a obtener resultados buenos o mediocres en el terreno práctico.

A continuación nos abocaremos al análisis de los demás parámetros de una instalación de alumbrado, que contribuyen también a la definición de los demás criterios de calidad de la misma, partiendo ahora de la base de que ya es conocido el tipo de recubrimiento.

2. NIVEL DE LUMINANCIA EN DICHA CARPETA

Es bien sabido que los recubrimientos de las calles se comportan como superficies semi-difusoras y semi-reflejantes (Fig. 3) y que los rayos luminosos más inclinados reflejan mejor la luz hacia el observador que los rayos muy cerca de la vertical, tal y como lo muestra la Fig. No. 5. POR ESTA RAZON LA UNIFORMIDAD DE LOS NIVELES DE ILUMINACION NO PROPORCIONAN UNA UNIFORMIDAD DE LUMINANCIAS TANTO LONGITUDINALES COMO TRANSVERSALES, por eso no hay que exigir una muy buena uniformidad de los niveles de iluminación como sucede a veces, porque ello conducirá totalmente a obtener "alternancias" de bandas claras y oscuras.

DESLUMBRAMIENTO CAUSADO POR LUMINARIAS TIPO NON-CUT-OFF

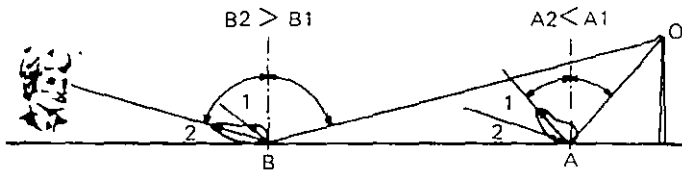


Figura 5.

Es por eso que el C.I.E. recomienda para los recubrimientos de calles más comunes que la UNIFORMIDAD DEL NIVEL LONGITUDINAL SOBRE EL EJE DE OBSERVACION DEBE SER DEL ORDEN DE

$$\frac{E_{min}}{E_{max}} = 0.5 \text{ a } 0.8$$

El estar por encima de estos valores dará como resultado la obtención de manchas brillantes entre los equipos instalados.

Estar por abajo de estos valores, ocasionará obtener manchas muy oscuras entre los equipos.

Conservando la uniformidad del nivel de iluminación en los valores anteriores, SE ALCANZA UNA BUENA UNIFORMIDAD DE LA LUMINANCIA que permita una mejor visión de los obstáculos en la calle (topes, baches, etc.).

Este resultado se obtiene generalmente con una relación de distancia interpostal entre altura de montaje del orden de 3 para luminarias semi-cut-off con lámparas con recubrimiento interior y de 3.5 para luminarias semi-cut-off con lámparas claras, desde luego que los valores de esta relación pueden aumentarse a 4 o más, respectivamente, con carpetas o recubrimientos de calle, particularmente favorables (claros y difusores) y con luminarias non-cut-off. Pretender poder hacer algo mejor, es ilusorio y SALE DEL DOMINIO DE LA TECNICA, a menos de sacrificar abusiva y deliberadamente el confort visual.

CONFORT VISUAL

Nosotros apreciamos el confort visual por la importancia del deslumbramiento de una instalación en las condiciones exactas de observación.

En la práctica, el deslumbramiento depende mucho del tipo de luminaria que se emplea en la instalación, ya sea del tipo non-cut-off, semi-cut-off ó cut-off.

La clasificación anterior se basa en la dirección de la intensidad máxima con relación a la vertical o de la importancia de la intensidad luminosa por encima de los 80°. (Fig. 6).

La Fig. 7 corresponde a la curva fotométrica típica de una luminaria cut-off, cuya intensidad máxima la tenemos a los 54° en este caso.

La figura 8 corresponde a la curva fotométrica típica de una luminaria semi-cut-off, cuya intensidad máxima la tenemos a los 65° en este caso.

La figura 9 corresponde a la curva fotométrica típica de una luminaria non-cut-off, cuya intensidad máxima la tenemos a los 77°.

Los equipos con distribución del tipo cut-off, suprimen todo deslumbramiento, pero producen sobre la calle manchas brillantes cortas, por lo que hay que recurrir a distancias interpostales pequeñas para obtener una superposición conveniente de las manchas luminosas, o a alturas de montajes de cierta importancia.

Los equipos con distribución del tipo non-cut-off, (los más usuales en México) por el contrario resultan muy deslumbrantes, ya que el plano que contiene a la intensidad máxima, se encuentra muy cerca de la horizontal y por ende, de la dirección normal de observación, proporcionando al observador un flujo directo muy importante, proveniente del equipo; pero producen sobre la calle, manchas brillantes en forma de "T" alargada (Fig. No. 5), lo que permite distancias interpostales importantes, con alturas de montaje relativamente bajas, para lograr la superposición de las manchas luminosas.

Los equipos con distribución del tipo semi-cut-off, que a propósito hemos dejado en último término, tal y como su nombre lo indica, es una solución intermedia entre las dos clasificaciones antes citadas, es decir, son equipos en los que la dirección del plano que contiene la máxima intensidad luminosa, está comprendido entre los 60° y los 75°, siendo idóneo aquel plano que se encuentra a 65°.

Con este tipo de equipos, se puede alargar la mancha brillante sobre la calle y así obtener una muy buena uniformidad de luminancia, a partir de distancias interpostales y alturas de montaje convenientes.

La estimación del deslumbramiento de una instalación de alumbrado público, puede hacerse mediante el examen de la curva fotométrica de la luminaria, evaluando desde luego las intensidades próximas a la máxima y su dirección con respecto a la vertical.

Hay que hacer notar que el exigir una excelente uniformidad de luminancia a partir de una relación de distancia interpostal y altura de montaje muy grande, corre el riesgo de disminuir el confort visual.

4. NIVEL DE ILUMINACION

Objeto. Se trata de verificar para una uniformidad de luminancia y un confort visual dado cuál es el nivel de iluminación promedio, obtenido con cada equipo para una geome-

tría de la instalación considerada. Este nivel da un índice sobre el rendimiento del equipo instalado y desde luego de su aptitud para enviar hacia la calle la mayor cantidad de flujo posible; a esto se le denomina FACTOR DE UTILIZACION DEL EQUIPO y éste depende de la concepción del mismo y de sus componentes, así como de sus condiciones de instalación (no olvidando que el FACTOR DE UTILIZACION (F.U.) depende de la altura de montaje y del ancho de la calle)

CALCULO DE ILUMINACION:

Habiendo analizado los criterios de calidad anteriores, entramos ahora a los cálculos de iluminación, tomando en consideración el criterio de luminancia a partir de los niveles de iluminación.

Ya sabemos que un determinado nivel de iluminación provee un determinado nivel de luminancia en el sentido de observación. Fig. 10.

En la actualidad el C.I.E. ya determinó (después de haber efectuado durante largo tiempo pruebas de laboratorio y aplicaciones prácticas) una clasificación de recubrimientos más usuales existentes en la actualidad, en la que interviene un factor R que liga al Nivel de iluminación promedio (que conocemos y que recomienda el I.E.S.) con el nivel de Luminancia Promedio. Este factor R depende por lo tanto de las características ópticas de cada recubrimiento. Fig. 11

En la Fig. 12 encontramos también los valores de luminancia promedio para las diferentes instalaciones de Alumbrado Público que recomienda el C.I.E.

En la mayoría de las luminarias que se instalan en nuestro País, sus sistemas ópticos dependen de un reflector y un refractor prismático de vidrio o plástico, siendo esto un grave inconveniente, ya que al romperse o faltar el elemento refractor en la luminaria, ésta deja de cumplir con la función para la cual fue diseñada, además de incrementar el costo de su mantenimiento.

Es de gran importancia para todas aquellas personas que verdaderamente requieran la obtención de una obra de alumbrado público eficiente y funcional, analizar cuidadosamente la fisonomía de los equipos por instalar, tanto en su sistema óptico como mecánico, este último, para prever un fácil mantenimiento, así como realizar pruebas sobre el terreno.

Debemos tomar en cuenta el factor de conservación (V_{lu}) de la unidad para conocer la eficiencia del equipo después de doce meses de operación

	LUMINARIO	
	SIN CUBIERTA (abierto)	CON CUBIERTA (cerrado)
Atmósfera contaminada	0.65	0.70
Atmósfera no contaminada	0.90	0.95

Después de un año de operación, un equipo al que no se le dé mantenimiento por este tiempo, tiene un factor de envejecimiento.

$$V = V_{la} \times V_{lu}$$

donde:

V = factor de envejecimiento del equipo.

V_{la} = factor de envejecimiento de la lámpara

V_{lu} = factor de envejecimiento del luminario.

Por lo que es recomendable dar cuando menos una vez por año mantenimiento al equipo de alumbrado, (limpiar del reflector y cubierta, revisión del equipo de foto-control, así como el repintado de los postes. El cambio de lámparas habrá de realizarse cada 2 ó 3 años, para que su operación resulte rentable

c.— CLASIFICACION DE LUMINARIAS PARA ALUMBRADO PÚBLICO

TIPO DE LUMINARIA	DIRECCION DE LA INTENSIDAD MAXIMA	VALORES MAXIMOS DE LA INTENSIDAD LUMINOSA EMITIDA BAJO:	
		90°	80°
CUT-OFF	0-65°	10 CD/1000 LUMENS	30 CD/1000 LUMENS
SEMI CUT-OFF	0-75°	50 CD/1000 LUMENS	100 CD/1000 LUMENS
NON CUT-OFF	0-90°	1000 CD INDEPENDIENTEMENTE DEL FLUJO	_____

Figura 6

d.- CURVAS FOTOMETRICAS TIPICAS

CURVA FOTOMETRICA DE UNA LUMINARIA TIPO CUT-OFF

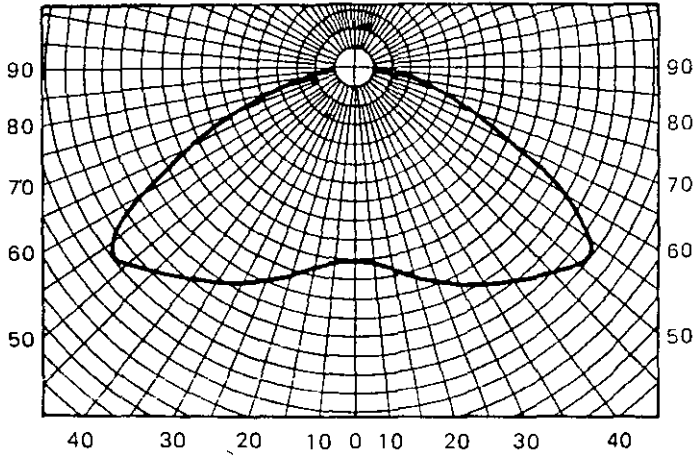


Figura 7

CURVA FOTOMETRICA DE UNA LUMINARIA NON-CUT-OFF

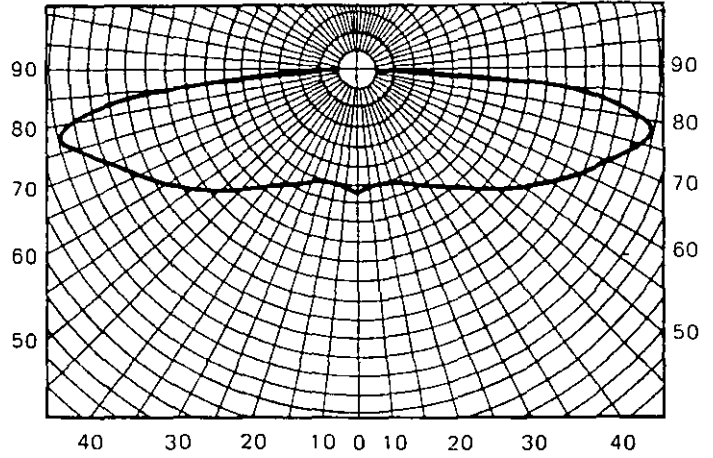


Figura 9

CURVA FOTOMETRICA DE UNA LUMINARIA SEMI-CUT-OFF

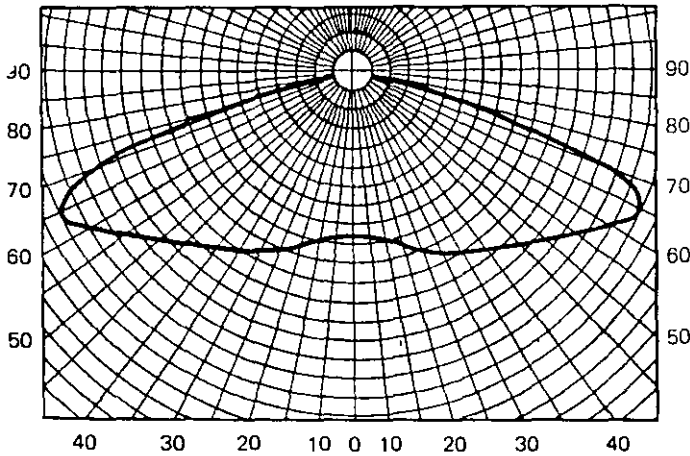


Figura 8

NIVEL DE LUMINANCIA EN EL SENTIDO DE OBSERVACION

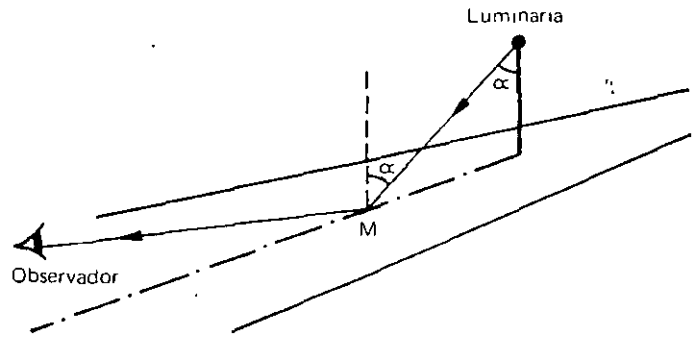


Figura 10

e.- VALORES DEL FACTOR $R = \frac{E \text{ prom.}}{L \text{ prom.}}$

PARA DIFERENTES RECUBRIMIENTOS

TIPO DE RECUBRIMIENTO	LUMINARIAS CUT-OFF	LUMINARIAS SEMICUT-OFF
CONCRETO LIMPIO	12	8
CONCRETO SUCIO	14	10
ASFALTO EMBLANQUECIDO	14	10
ASFALTO GRIS	19	14
ASFALTO OSCURO	24	18
EMPEDRADOS	18	13

Figura 12

f.- VALORES DE LUMINANCIA PROMEDIO
PARA DIFERENTES INSTALACIONES

CLASE DE VIA	VIAS RAPIDAS	ALUMBRADO URBANO	GLORIETAS Y CRUCEROS PELIGROSOS	PUNTOS SINGULARES FUERZA DE ZONA ALUMB
LUMINANCIA PROMEDIO	1 a 2.5 CD/m ²	1 a 2 CD/m ²	1 a 2 CD/m ²	0.5 a 1 CD/m ²
TIPO DE LUMINARIA ACONSEJABLE	CUT-OFF o SEMICUT-OFF	SEMICUT-OFF	SEMICUT-OFF o NON CUT-OFF	SEMICUT-OFF

Figura 12

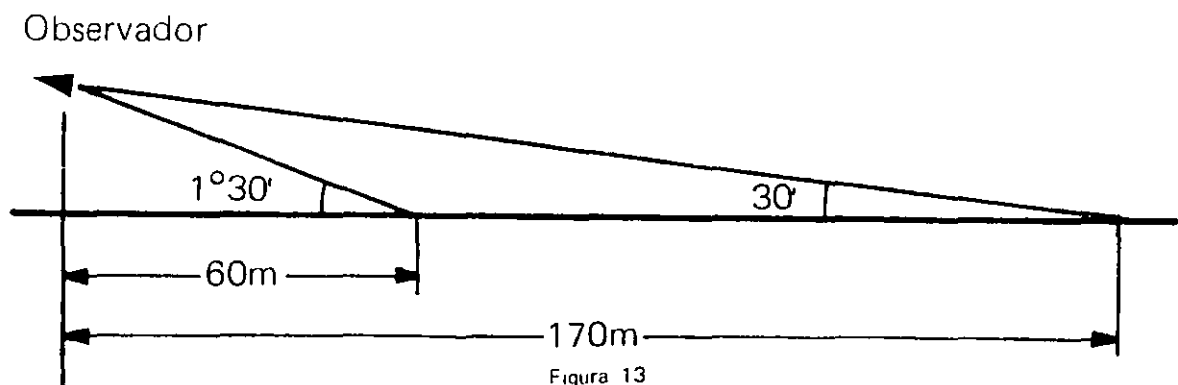


Figura 13



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

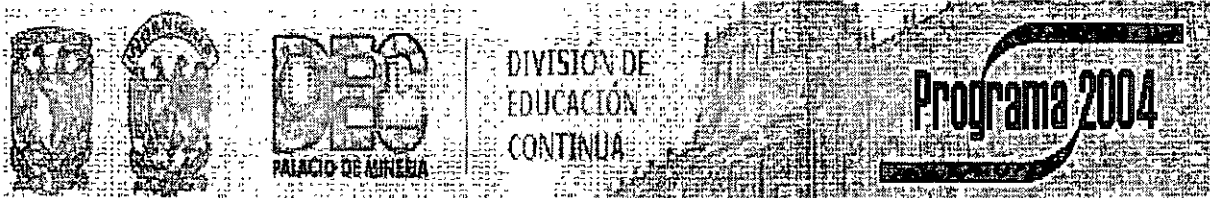
TEMA:

SISTEMA DE TIERRAS

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 04 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



EJEMPLO

1.- CONSIDERACIONES GENERALES:

- CRITERIOS DE CALCULO DE ACUERDO A LA NORMA IEEE80/86
- CORRIENTE DE FALLA DE $3 I_o = 2400$ AMP. DATO PROPORCIONADO
- RESISTIVIDAD DEL TERRENO DE 40 OHM-M DE ACUERDO A DATOS PROPORCIONADOS
- RESISTIVIDAD DEL PISO DE 3000 OHM-M DE ACUERDO A LA NORMA IEEE80/86 PARA PISO DE GRAVA (PISO DE CONCRETO). INC. 10.5. (PAG. 72)
- EL CALIBRE MINIMO DE LA MALLA SERA CAL. 4/0 AWG DE ACUERDO A LO INDICADO EN NORMAS NOM.
- EL TIEMPO DE DESPEJE DE LA FALLA CONSIDERADO SERA DE 30 CICLOS (0.5 SEG.)
- RESISTENCIA MAXIMA DE LA MALLA $R_g = 5$ OHMS

2.- DATOS GENERALES

TABLA 1

SIMBOLO	DESCRIPCION	VALOR
3 I _o	CORRIENTE DE FALLA	2400 AMP.
R _o	RESISTIVIDAD	$\Omega - M$
ROE	RESISTIVIDAD DE TERRENO	40 $\Omega - M$
ROS	RESISTIVIDAD DE LA SUPERFICIE (PISO CONCRETO)	3000 $\Omega - M$
C _s	FACTOR DE REDUCCION POR RESISTIVIDAD EN LA SUPERFICIE	A CALCULARSE
S	TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA	0.5 S
h	PROFUNDIDAD DE LA MALLA	0.6 m
d	DIAMETRO MINIMO DEL CONDUCTOR DE LA MALLA	0.01326m (4/0)
A	AREA TOTAL QUE CUBRE LA MALLA	836 m ²
D	ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES PARALELOS MALLA	5.42 m
n	NUMERO DE CONDUCTORES EN PARALELO	A CALCULARSE
K _m	FACTOR DE ESPACIAMIENTO	A CALCULARSE
K _s	FACTOR DE ESPACIAMIENTO	A CALCULARSE
K _i	FACTOR POR IRREGULARIDAD DE LA MALLA	A CALCULARSE
K _{ii}	FACTOR CORRECCION PARA EFECTO ESQUINA	1
K _h	FACTOR CORRECCION PARA PROF. MALLA	A CALCULARSE
R _g	RESISTENCIA TOTAL DE LA MALLA	A CALCULARSE
E _m	TENSION DE MALLA DE LA RED	A CALCULARSE
E _s	TENSION DE PASO	A CALCULARSE
E _t	TENSION DE TOQUE	A CALCULARSE
T _o	TEMPERATURA AMBIENTE	40 °C
T _m	TEMPERATURA MAXIMA DE CONDUCTOR (CON CONECTORES SOLDABLES)	1083 °C

3.0 CALCULOS

3.1 CORRECCION DE LA CORRIENTE DE FALLA

FACTORES DE CORRECCION:

EL FACTOR POR DECREMENTO (K1) SE APLICA DE ACUERDO A LA DURACION DE LA FALLA (PAG. 105 ANSI / IEEE80 / 86 TABLA 6). QUE ES DE 1 PARA UN TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA DE 30 CICLOS Y MAYORES (0.5 SEG.)

EL FACTOR POR CRECIMIENTO (K2) DEL SISTEMA TOMA EN CONSIDERACION EL CRECIMIENTO DE LA RED DE LA PLANTA A FUTURO EL CUAL SE TOMARA DEL 20% O SEA 1.2

CORRIGIENDO LA CORRIENTE DE LA FALLA

$$I_c = I \times K1 \times K2$$

$$I_c = 2400 \times 1.20 = 2880 \text{ AMP.}$$

3.2 CALCULAREMOS EL CONDUCTOR DE LA MALLA PRINCIPAL APLICANDO LA FORMULA DE ONDERDONK VER NOTA 17 EN PAG. 65 IEEE80 / 86

$$A = \frac{I_c}{\sqrt{\left(\frac{1}{32.85}\right) \text{Log}_{10} \left(1 + \frac{T_m - T_a}{234 + T_a}\right)}}$$

SUSTITUYENDO VALORES INDICADOS EN TABLA 1:

$$A = \frac{2880}{\sqrt{\text{Log}_{10} \left[\frac{1083 - 40}{234 + 40} + 1 \right]}} \times 0.5$$

$$A = \frac{2880}{\sqrt{\frac{0.6818}{16.425}}} = \frac{2880}{0.2037} = 14138.43 \text{ CM}$$

CONSIDERANDO QUE 1 CM => 0.00051mm²

$$A = 7.210\text{mm}^2 \Rightarrow \text{CONDUCTOR CALIBRE 8 AWG} < \text{4/0 AWG}$$

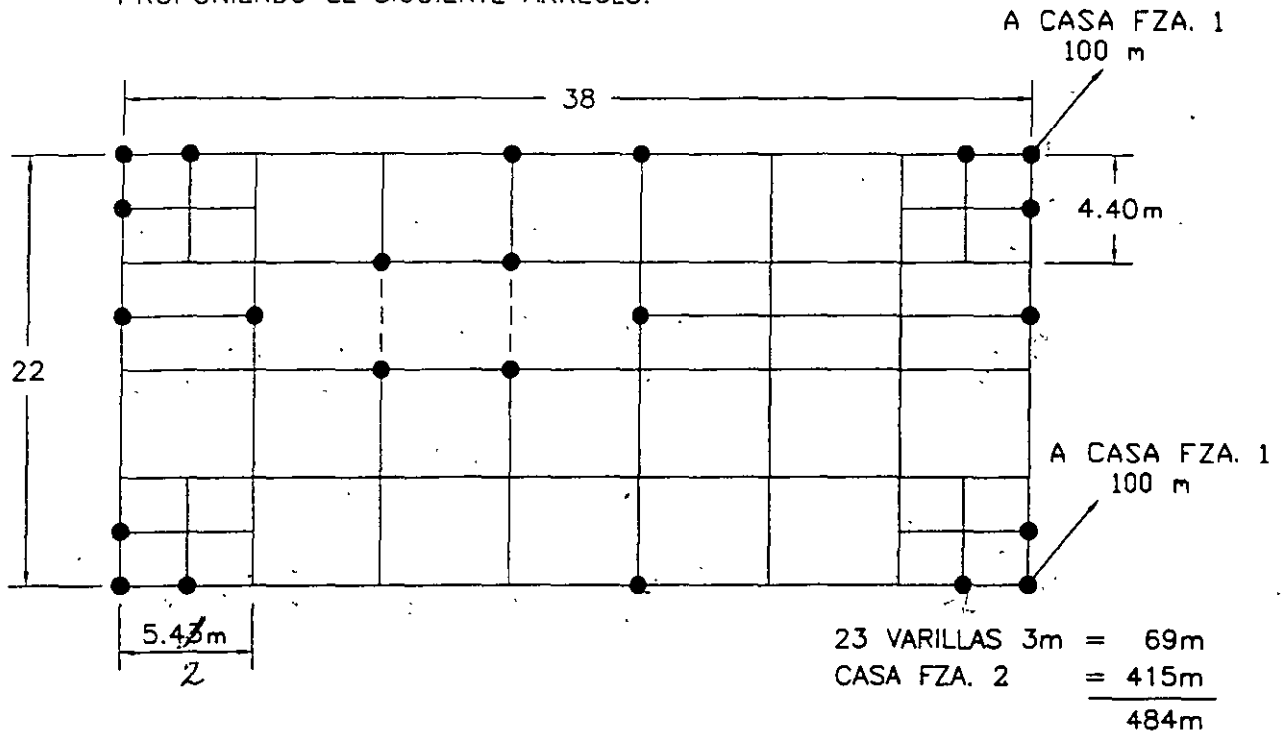
(8.3mm²) (107.2mm²)

POR LO QUE EL CALIBRE 4/0 AWG ES ADECUADO.

VER PAG 126
SELHEC

3.3 CALCULO DE LA LONGITUD MINIMA DE LA MALLA

PROPONIENDO EL SIGUIENTE ARREGLO:



DE LA DESIGUALDAD (77) DEL ANSI IEEE 80/86 (PAG. 115)

$$L > \frac{K_m K_i ROE I_c \sqrt{S}}{(116 + 0.174 C_s (h_s, K) ROS)}$$

REDU > 1112YHA $\underbrace{\hspace{2cm}}$ FACTORES P/DETERMINAR (C_s)

PARA DETERMINAR EL COEFICIENTE C_s SE UTILIZA LA ECUACION (37) DE ANSI / IEEE 80 - 86 (PAG. 78) DONDE:

$$K = \frac{ROE - ROS}{ROE + ROS} = \frac{40 - 3000}{40 + 3000} = -0.9737$$

CONSIDERANDO ESTE VALOR Y CON UN ESPESOR DE PISO DE CONCRETO DE 15cm, SE ENTRARA A LAS CURVAS DE LA FIGURA 8 (PAG. 41) Y SE ENCUENTRA UN VALOR

$$C_s = 0.70$$

DE LA ECUACION (79) DEL ANSI / IEEE 80-86 PAG. 117 PARA MALLAS DE CONFIGURACION RECTANGULAR

$$n_1 = \sqrt{n_A n_B} = \sqrt{8 \times 6} = 6.92 \approx 7$$

EL CUAL SE UTILIZARA PARA EL CALCULO DE K_{i1} , K_m Y E_m
(ec. 68, 69 Y 70 DEL ANSI / IEEE 80-86)

$$n_2 = 8$$

EL CUAL SE UTILIZARA PARA EL CALCULO DE K_{i2} , K_s Y E_s
(ec. 69, 73 Y 74 DEL ANSI / IEEE 80-86)

CALCULO DE K_i

PARA EL CALCULO DE K_i SE APLICA LA ECUACION (69) DEL ANSI / IEEE 80-86
(PAG. 114)

$$\begin{aligned} K_i &= 0.656 + 0.172n \\ K_{i1} &= 0.656 + 0.172n_1 \\ K_{i1} &= 0.656 + 0.172 \times 7 = \\ K_{i1} &= 1.860 \\ K_{i2} &= 0.656 + 0.172n_2 \\ K_{i2} &= 0.656 + 0.172 \times 8 = \\ K_{i2} &= 2.032 \end{aligned}$$

CALCULO DE K_m

PARA EL CALCULO DE K_m SE APLICA LA ECUACION (68) DE LA NORMA ANSI / IEEE
80-86 (PAG. 113)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n_1-1)} \right]$$

$K_{ii} = 1$ CONSIDERANDO QUE SE COLOCARAN VARILLAS EN LAS ESQUINAS DE
LA MALLA SEGUN PAG. 113 ANSI / IEEE 80-86.

$$K_h = \sqrt{1+(h/h_0)} ; h_0 = 1 \text{ (PROFUNDIDAD DE REFERENCIA DE LA MALLA)}$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0.6} = \sqrt{1.6} = 1.265$$

SUSTITUYENDO VALORES EN LA EC. (68) TENEMOS:

$$K_m = 0.159 \left[\text{Ln} \left(\frac{5.42^2}{16 \times 0.6 \times 0.01326} + \frac{(5.42+2 \times 0.6)^2}{8 \times 5.42 \times 0.01326} - \frac{0.6}{4 \times 0.01326} \right) + \frac{1}{1.265} \text{Ln} \frac{8}{\pi(14-1)} \right]$$

$$K_m = 0.159 \left[\text{Ln} (230.77 + 76.22 - 11.31) - 1.289 \right]$$

$$K_m = 0.159 [5.689 - 1.289]$$

$$K_m = 0.699$$

SUSTITUYENDO VALORES EN EC. 77 TENEMOS:

$$L = \frac{0.699 \times 1.860 \times 40 \times 2880 \times \sqrt{0.5}}{(116 + 0.174 \times 0.70 \times 3000)}$$

$$L = \frac{105907.71}{481.40} = 219.99 \text{ m (LONGITUD MINIMA)}$$

$$L \text{ CASA DE FUERZA 2} = 484 \text{ m} > 220 \text{ m}$$

↑ LONGITUD REAL

LA LONGITUD DEL CABLE ES MAYOR QUE LA NECESARIA POR LO QUE DAREMOS EL ARREGLO COMO DEFINITIVO DESPUES DE COMPROBAR SI LA MALLA ES SEGURA.

3.4 CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA MALLA

APLICANDO LA ECUACION (40) DE LA NORMA ANSI / IEEE 80-86 (PAG. 82)

$$R_g = ROE \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

EN DONDE A = AREA QUE CUBRE LA MALLA EN M²

$$A = 38 \times 22 = 836 \text{ m}^2$$

$$R_g = 40 \left[\frac{1}{484} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 836}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.6 \times \sqrt{20/836}} \right) \right]$$

$$R_g = 40 \left[0.0021 + 0.0077 (1.9151) \right]$$

$$R_g = 0.67 \text{ OHMS} \ll 5 \text{ OHMS LA CUAL ES ADECUADA}$$

3.5 CALCULO DEL POTENCIAL DE MALLA DE LA RED

- a) CALCULO DEL POTENCIAL DE MALLA DE ACUERDO A LA ECUACION (70) DEL ANSI / IEEE 80-86 (PAG. 114)

$$E_m = \frac{RO^{E_{lc}} Km Ki_1}{L}$$

$$E_m = \frac{40 \times 2880 \times 0.699 \times 1.860}{484}$$

$$E_m = 309.45 \text{ VOLTS}$$

- b) CALCULO DE POTENCIALES DE PASO TOLERABLES AL CUERPO HUMANO DE ACUERDO A EC. (24) DEL ANSI / IEEE 80-86 (PAG. 46)

$$E_{\text{paso}} = \frac{116 + 0.7 Cs RO}{\sqrt{S}}$$

TOLERABLE SOBRE TERRENO NATURAL :

$$E_{\text{paso/terreno}} = \frac{116 + 0.7 Cs ROE}{\sqrt{S}}$$

$$E_{\text{paso/terreno}} = \frac{116 + 0.7 \times 0.7 \times 40}{\sqrt{0.5}} = \frac{116 + 19.60}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{paso/terreno}} = 191.76 \text{ VOLTS}$$

TOLERABLE SOBRE PISO CONCRETO:

$$E_{\text{paso/concreto}} = \frac{116 + 0.7 Cs ROS}{\sqrt{S}}$$

$$E_{\text{paso/concreto}} = \frac{116 + 0.7 \times 0.7 \times 3000}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{paso/concreto}} = 2242.94 \text{ VOLTS}$$

- c) CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES DE CONTACTO AL CUERPO HUMANO DE ACUERDO A EC. (26) DEL ANSI / IEEE 80-86 PAG. 46

$$E_t = E_{\text{contacto}} = \frac{116 + 0.174 Cs RO}{\sqrt{S}}$$

TOLERABLE SOBRE TERRENO NATURAL

$$E_{\text{contacto/terreno}} = \frac{116 + 0.174 C_s \text{ ROE}}{\sqrt{S}}$$

$$E_{\text{contacto/terreno}} = \frac{116 + 0.174 \times 0.7 \times 40}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{contacto/terreno}} = 170.94 \text{ VOLTS}$$

TOLERABLE SOBRE PISO CONCRETO

$$E_{\text{contacto/concreto}} = \frac{116 + 0.174 C_s \text{ ROS}}{\sqrt{S}}$$

$$E_{\text{contacto/concreto}} = \frac{116 + 0.174 \times 0.7 \times 3000}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{contacto/concreto}} = 680.80 \text{ VOLTS}$$

3.6 CALCULO DEL POTENCIAL DE PASO FUERA DEL PERIMETRO DE LA MALLA (MAXIMO) DE ACUERDO A EC. (73 Y 74) DEL ANSI / IEEE 80-86 (PAG. 114 Y 115)

$$E_s = \frac{\text{ROE } I_c K_s K_{i2}}{L}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

DONDE

$$n_2 = n = 8 ; n - 2 = 6$$

$$D = 5.42$$

$$h = 0.6$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.6} + \frac{1}{5.42 + 0.6} + \frac{1}{5.42} (1 - 0.5^6) \right]$$

$$K_s = 0.318 \left[0.833 + 0.166 + 0.1816 \right]$$

$$K_s = 0.3754$$

$$E_s = \frac{40 \times 2880 \times 0.3754 \times 2.032}{484}$$

$$E_s = 181.56 \text{ VOLTS}$$

4.- COMPROBACION DE LA SEGURIDAD DE LA MALLA.
 DE ACUERDO A NORMA ANSI / IEEE 80-86 EC. (76) (PAG.115)
 SE DEBE CUMPLIR LO SIGUIENTE:

→ $E_m < E_{\text{contacto/concreto}}$
 POTENCIAL DE HALLA

$$\frac{K_m \times K_{i1} \times ROE \times I_c \times L}{L} < \frac{116 + 0.174 C_s ROS}{\sqrt{S}}$$

$$\frac{0.699 \times 1.860 \times 40 \times 2880}{484} < \frac{116 + 0.174 \times 0.7 \times 3000}{\sqrt{0.5}}$$

$$309.45 < 680.80 \text{ VOLTS}$$

TAMBIEN SE DEBE CUMPLIR LO SIGUIENTE :

→ $E_s < E_{\text{paso/concreto}}$
 POTENCIAL DE PASO FUERA DEL PERIMETRO DE LA MALLA

$$\frac{ROE I_c K_s K_{i2}}{L} < \frac{116 + 0.7 C_s ROS}{\sqrt{S}}$$

$$\frac{40 \times 2880 \times 0.3754 \times 2.032}{484} < \frac{116 + 0.7 \times 0.7 \times 3000}{\sqrt{0.5}}$$

$$181.56 < 2242.94 \text{ VOLTS}$$

CONSIDERANDO QUE LAS DOS DESIGUALDADES SE CUMPLEN SE COMPRUEBA QUE LA MALLA ES SEGURA.

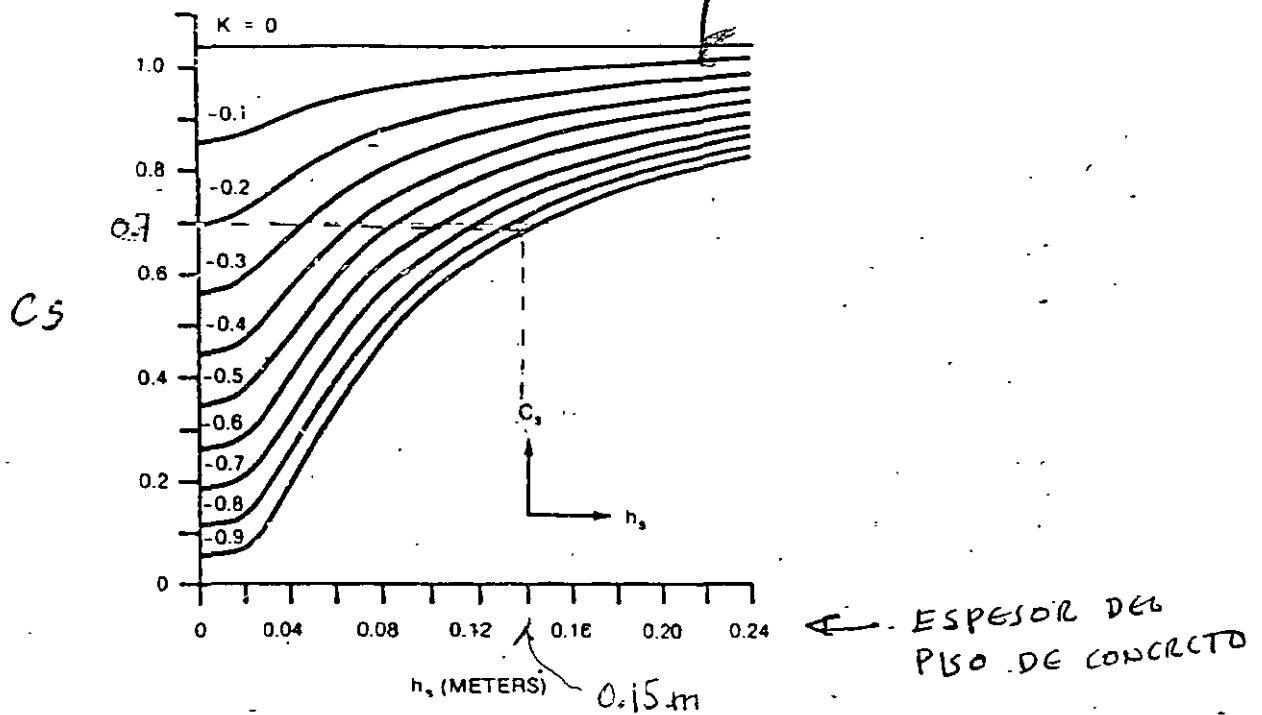


Fig 8
Reduction Factor C_s As a Function of Reflection Factor K and
Crushed Rock Layer Thickness h_s

where

C_s = reduction factor for derating the nominal value of surface layer resistivity determined as follows:

$C_s = 1$ for crushed stone resistivity equal to soil resistivity

Otherwise,¹¹

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n h_s / 0.08)^2}} \right]$$

For the latter case of $C_s < 1$, in which C_s is a function of (h_s, K) and which distinguishes Eqs 21 and 22 from Eqs 14 and 15, the values of C_s are plotted in Fig 8.

¹¹ Simple alternative approaches, based on the equivalent hemisphere concept, such as

$$C_s \approx 1 - a \left[\frac{1 - \frac{\rho}{\rho_s}}{2h_s + a} \right]; a = 0.196 \text{ m, which avoids the infinite summation series, are also possible;}$$

refer to pp 14-15 of [B100] and to Jackson's discussion of Sverak's equations on p 19 of the same reference.

standing at a remote point touches a conductor connected to the station grounding grid. During fault conditions, the resulting potential to ground may equal or exceed the full GPR of a grounding grid discharging the fault current, rather than the fraction of this total voltage encountered in the *ordinary* touch contact situations (see Fig 10). In fact, as discussed in Section 15, the transferred voltage may exceed the sum of the GPR's of both substations, due to induced voltages on communication circuits, static or neutral wires, pipes, etc. It is impractical, and often impossible, to design a ground grid based on the touch voltage caused by external transferred voltages. Hazards from these external transferred voltages are best avoided by using isolating or neutralizing devices and by treating and clearly labeling these circuits, pipes, etc., as being equivalent to *live* lines.

6.2 Step and Touch Voltage Criteria. The safety of a person depends on preventing the critical amount of shock energy from being absorbed before the fault is cleared and the system de-energized. The maximum driving voltage of any accidental circuit should not exceed the limits defined below. For step voltage the limit is

$$E_{\text{step}} = (R_B + R_{2F_s}) I_B \quad (\text{Eq 23})$$

Combining Eqs 23, 21, 7, and either 5 or 6,

$$E_{\text{step}_{50}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 24})$$

or

$$E_{\text{step}_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 24a})$$

The actual step voltage, E_s , should be less than the maximum allowable step voltage, E_{step} , to ensure safety. Similarly, the touch voltage limit is

$$E_{\text{touch}} = (R_B + R_{2F_p}) I_B \quad (\text{Eq 25})$$

Combining Eqs 25, 22, 7, and either 5 or 6,

$$E_{\text{touch}_{50}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 26})$$

or

$$E_{\text{touch}_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 26a})$$

where

C_s = 1 for no protective surface layer or is determined from Fig 8 if a protective surface layer of high resistivity and small thickness is used

ρ_s = the resistivity of the surface material in $\Omega\cdot\text{m}$

t_s = duration of shock current in s

The actual touch voltage, mesh voltage, or transferred voltage should be less than the maximum allowable touch voltage, E_{touch} , to ensure safety.

6.3 Typical Shock Situations for Gas-Insulated Substations. In the grounding analysis of gas-insulated substations (GIS), the touch voltage considerations pre-

the derivation by Sverak [B101]. This equation evaluates the ampacity of any conductor¹⁷ for which the material constants are known, or can be determined by calculation. Material constants of the commonly used grounding materials are listed in Table 1.

$$I = A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)} \quad (\text{Eq 30})$$

where

- I = rms current in kA
- A = conductor cross section in mm²
- T_m = maximum allowable temperature in °C
- T_a = ambient temperature in °C
- T_r = reference temperature for material constants in °C
- α_0 = thermal coefficient of resistivity at 0 °C
- α_r = thermal coefficient of resistivity at reference temperature T_r
- ρ_r = the resistivity of the ground conductor at reference temperature T_r , in $\mu\Omega/\text{cm}^3$
- K_0 = $1/\alpha_0$, or $(1/\alpha_r) - T_r$
- t_c = time of current flow in s
- TCAP = thermal capacity factor from Table 1, in $\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$ (for definition refer to 9.4)

Note that α_r and ρ_r are both to be found for the same reference temperature of r -degrees Celsius. Table 1 provides data for α_r and ρ_r at 20 °C.

If the conductor size is given in circular mils, Eq 30 becomes

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-6} A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)} \quad (\text{Eq 31})$$

Equations 30 and 31, in conjunction with Eq 32 (which defines TCAP), reflect two basic assumptions: (1) all heat will be retained in the conductor, and (2) the

¹⁷ This general equation replaces Onderdonk's formula for copper, used in earlier editions of this guide. As reported in [B101], for the assumption of $1.589 \mu\Omega/\text{cm}^3$ resistivity at 0 °C, TCAP assumed to be $3.4964 \text{ J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$, and the temperature coefficient of copper equal to 0.004274 at 0 °C, the substitution of these values into Eq 30 indicate that Onderdonk's formula gives results comparable to the more general formula of Eq 30. Alternately, in Onderdonk's equation shown below, the constant in the denominator would be equal to 32.85 instead of 33, to match Eq 30:

$$I = A \sqrt{\left(\frac{1}{33S} \right) \log_{10} \left(1 + \frac{T_m - T_a}{224 + T_a} \right)}$$

where

- I = rms current in A
- A = copper cross section in cmils
- S = time in s during which current I is applied
- T_m = maximum allowable temperature in °C
- T_a = ambient temperature in °C

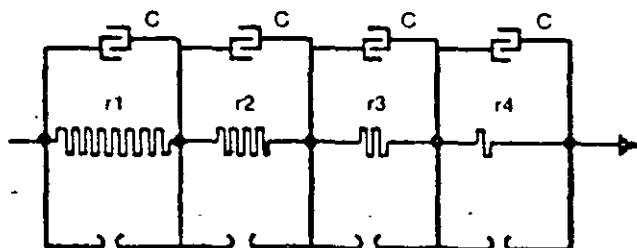


Fig 15
Soil Model

The composition and the amount of soluble salts, acids, or alkali present in the soil may considerably affect its resistivity. Curve 1 of Fig 16 illustrates a typical effect of salt (sodium chloride) on the resistivity of a soil containing 30% of moisture by weight [B106].

Figure 16 should not be used for calculation purposes. To determine the actual soil resistivity, tests such as those described in ANSI/IEEE Std 81-1983 [3] should be performed at the site.

10.5 Use of Crushed-Stone Layer. Gravel or crushed rock coverings, usually about 0.08-0.15 m (3-6 in) in depth, are very useful in retarding the evaporation of moisture and thus in limiting the drying of topsoil layers during prolonged dry weather periods. Also, as discussed in 5.4, covering the surface with a material of high resistivity is very valuable in reducing shock currents. The value of this layer in reducing shock currents is not always fully realized. Tests by Bodier at a station in France showed that the river gravel used as yard surfacing when moistened had a resistivity of 5000 Ω -m. A layer 4-6 in thick decreased the *danger factor* (ratio of body to short-circuit current) by a ratio of 10:1, as compared to the natural moist ground. Tests by Langer in Germany compared body currents while touching a hydrant while standing on *wet coarse gravel* of 6000 Ω -m resistivity with body currents while standing on *dry sod*. The current in the case of *dry sod* was of the order of 20 times the value for *wet coarse gravel*. Tests reported by Elek provide further confirmation of these benefits [E10], [B43], [B66].

In basing calculations on the use of a layer of clean crushed rock or gravel, consideration should be given to the possibility that insulation may become impaired in part through filling of voids by compression of the lowest ballast layers into the soil beneath by material from subsequent excavations, if not carefully removed, and in some areas, by settlement of airborne dust.

The range of resistivity values for a crushed-stone layer depends on many factors, some of which are kinds of stone, size, condition of stone (that is, clean or with fines), amount and type of moisture content, atmospheric contamination, etc. Table 3 indicates that the resistivity of the water with which the rock is wet has considerable influence on the measured resistivity of the crushed-stone layer. Thus, crushed stone subjected to sea spray may have substantially lower resistivity.

Fig 16
Effects of Moisture, Temperature, and Salt upon Soil Resistivity

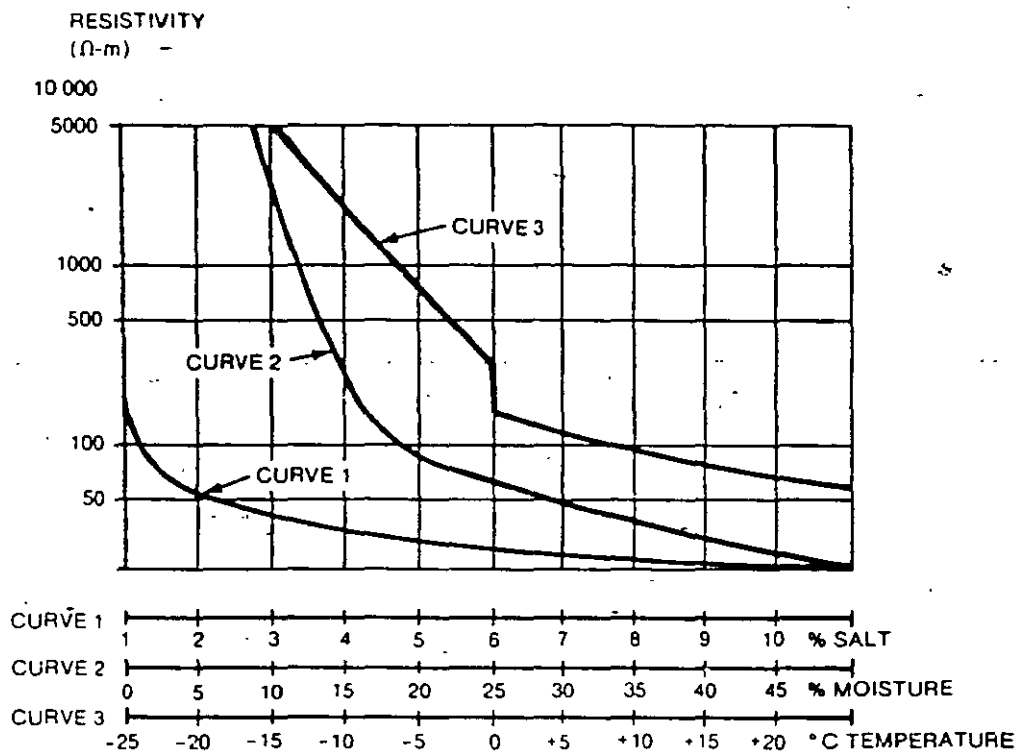


Table 3
Typical Crushed-Stone Resistivities

Description of Rock Sample	Resistivity of Sample (Ω-m)		
	Dry	Wetted with Ground Water	Wetted with Salt Water
Crusher run granite (with fines) [B61]	141.8 · 10 ⁶	1318.7	705.0
#57 clean granite ^a [B61]	192.5 · 10 ⁶	8106.8	2166.5
Clean limestone ^b [B61]	7.3 · 10 ⁶ - 68.5 · 10 ⁶	2094.8 - 2912.4	1274.8 - 1470.8
Gravel (type and size unknown) [B2]	1.22 · 10 ⁶	8534.4	24.4
Crushed rock (type and size unknown) [B2]	18.3 · 10 ⁶	4267.2	121.9

^a Standard size designation from ANSI/ASTM D448-80 [2], approximately ¾-1.0 in.

^b Nonstandard size = actual gradings as follows. 100% passing 1.0 in screen, 85-95% passing ¾ in screen, 15-25% passing ½ in screen, 5-10% passing ¼ in screen, 0-2% passing #4 mesh.

tivity than crushed stone utilized in arid environments. Historically, a value of 3000 Ω -m has been used for the resistivity of wet crushed rock. However, as indicated by Table 3, local conditions, size, and type of stone, etc, may dictate the use of a higher or lower value of resistivity. Thus, it is important that the resistivity of rock samples typical of the type being used in a given area be measured.

Table 3 gives *typical* resistivity values for different types of crushed stone measured by two different parties in different regions of the country. These values are not valid for all types and sizes of stone in any given region. As stated above, tests should be performed to determine the resistivity of the stone typically purchased by the utility.

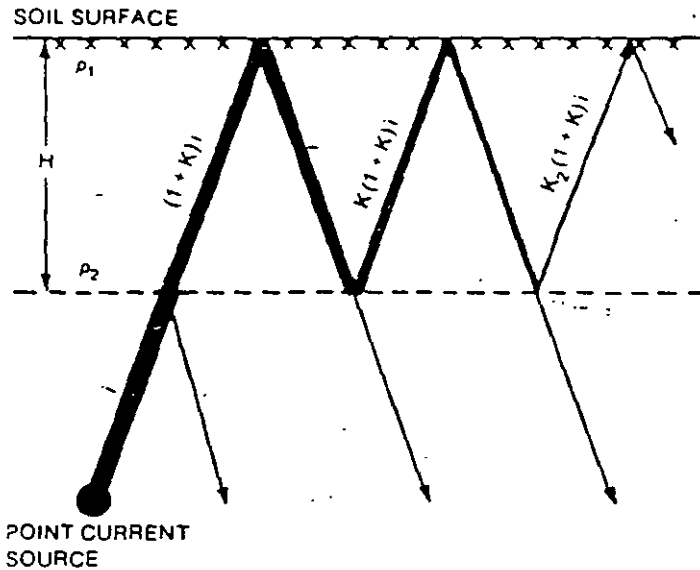


Fig 17
Reflections of Current in Two-Layer Soil With Current Source in Lower Soil

The abrupt changes in resistivity at the boundaries of each soil layer can be described by means of a reflection factor. This reflection factor K is defined as

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad (\text{Eq 37})$$

where ρ_1 and ρ_2 are the resistivity values of the upper and lower layers of soil, respectively. In Fig 17, an observer in the lower layer of soil would see a current source of magnitude i , an image reflected from the subsoil interface of magnitude $-Ki$, and an infinite series of images reflected from the topsoil surface of magnitudes $K^n(1-K)^2$, where n goes from 0 to infinity. An observer in the top layer would see a source and its reflection at the top soil surface, both with apparent magnitude $(1+K)i$, and an infinite series of pairs of reflections having magnitudes $K^n(1+K)i$, where n goes from 1 to infinity. These reflections would be at successively greater heights and depths. A similar figure could be drawn to represent the case of a current source in the topsoil layer.

While the most accurate representation of a grounding system should certainly be based on the actual variations of soil resistivity present at the substation site, it will rarely be economically justifiable or technically feasible to model all these variations. However, in most cases, the representation of a ground electrode based on an equivalent two-layer earth model is sufficient for designing a safe grounding system.

ANSI/IEEE Std 81-1983 [3] provides convenient methods for determining the equivalent resistivities of the upper and lower layers of soil and the height of the upper layer for such a model.

The second term recognizes the fact that the resistance of any actual grounding system that consists of a number of conductors is higher than that of a solid metallic plate, and that the difference will decrease with the increasing length of buried conductors, approaching 0 for infinite L , when the condition of a solid plate is reached.

Equations 38 and 39 can be used with reasonable accuracy for grid depths less than 0.25 m. For grid depths between 0.25 and 2.5 m, correction for the grid depth is required. Using Sverak's approximation,

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (\text{Eq 40})$$

where h is the depth of the grid. For grids without ground rods, this formula has been tested to yield results that are practically identical to those obtained with Eq 42 of Schwarz, described in 12.3 (see also [B100]).

The following tabulation from Kinyon's report [B63] offers some idea of how the calculated and actual measured resistance for five different substations compare. Equation 39 was used to compute the grid resistance. See Table 5.

Recommendations

(1) Equation 38 should be used only when a value of substation resistance is desired for estimating the maximum fault current.

(2) Equation 39 or 40 should be helpful in estimating the substation ground potential rise for a preliminary design evaluation, to determine the approximate length of buried conductors needed for control of the step and touch voltages.

Table 5
Typical Grid Resistances

Parameter	SUB 1	SUB 2	SUB 3	SUB 4	SUB 5
Soil Texture	Sand & Gravel	Sandy Loam	Sand & Clay	Sand & Gravel	Soil & Clay
Resistivity ($\Omega\text{-m}$)	2000	800	200	1300	28
Grid area (ft^2)	15 159	60 939	18 849	15 759	61 479
Buried length (ft)	3120	9500	1775	3820	3000
R_g (calculated Ω)	25.7	4.97	2.55	16.15	0.19
R_g (measured Ω)	39.0	4.10	3.65	18.2	0.21

* An average value of all measured resistivity values is frequently substituted for the *uniform soil* resistivity in Eq 39. If this average resistivity is used, Eq 39 usually produces a resistance that is higher than the value that would result from a direct resistance measurement. The calculated and measured resistance values shown above do not reflect this trend, because Kinyon based his calculations on the "... lowest-average value of resistivity measured on the site." Readers are referred to Kinyon's report for further discussion on his choice of resistivity values used in Table 5 [B63].

Table 6
Typical Values of D_f

Fault Duration t_f (s)	Cycles (60 Hz ac)	Decrement Factor D_f
0.008	¼	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 or more	30 or more	1.0

Equation 65 can be used to compute the decrement factor for specific X/R ratios and fault durations. Typical values of the decrement factor with an assumed X/R ratio of 20 are shown in Table 6.

For relatively long fault durations, the effect of the dc offset current can be assumed to be more than compensated by the decay of the subtransient component of ac current. A decrement factor of 1.0 is, therefore, conservative for fault durations of 30 cycles or more.

For closely spaced successive shocks (possibly from reclosures), past editions of this guide suggested a decrement factor computed using the shortest single fault duration, even if the time " t_f " used elsewhere in the calculations is based on the sum of the individual shock durations. However, the preceding discussion of the asymmetrical fault current decrement factor suggests that the use of the shortest fault duration in conjunction with the longest shock duration, or sum of the shock durations, may result in an over-designed grounding system. This is especially true for faults of intermediate duration (that is, 6-30 cycles), where the decrement factor is relatively large and the ac component of current is assumed to remain at its subtransient value. Crawford and Griffith [B17] suggest that the shock duration and fault duration be assumed identical, which will result in sufficient grid design for cases involving no automatic reclosures or successive (high-speed) shocks. However, since little or no testing has been done on the effects of repetitive shocks separated by only a few cycles, the design engineer should judge whether or not he should use the longest shock duration for time " t_f " elsewhere in the calculations and the shortest fault duration for the time " t_f " in computing the decrement factor with Eq 65.

NOTE: It is important that the values of the decrement factor given in Table 6 not be confused with the multiplying factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7]. The decrement factor is D_f , and is used to determine the effective current during a given time interval after inception of a fault, whereas the multiplying factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7] are used to determine the rms current at the end of this interval. Because of the decay of ac and dc transient components with time, the decrement factors determined by Eq 65 are slightly higher than the factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7] for short fault and shock durations.

13.10 Effect of Future Changes—Step (d). It is a common experience for maximum fault currents at a given location to increase as system capacity is added or new connections are made to the grid. While an increase in system capacity will increase the maximum expected fault current I_F , new connections may increase or decrease the maximum grid current I_G . One case in which the grid current

sive to execute. In many cases, it is not economically justifiable to use these computer algorithms, or the designer may not have access to a computer with the required capabilities. This section, in conjunction with Appendix A, describes approximate equations for determining the design parameters and establishing the corresponding values of E_m and E_s without the necessity of using a computer. In addition, Appendix B provides curves for a quick estimate or rough check of the calculated values of R_g , E_m , and E_s , or both, based on plotted data, for square grids without ground rods.

Generally,

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad (\text{Eq 66})$$

and

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad (\text{Eq 67})$$

Thus, the mesh and step voltage values are obtained as a product of geometrical factors (K_m or K_s , respectively), a corrective factor (K_i), which accounts for the increase in current density in the grid extremities, the soil resistivity (ρ), and the average current density per unit of buried conductor (I_G/L).

While the above general Eqs 66 and 67 do not differ from the equations used in the previous editions of the guide, the specific formulas for K_m and K_s have been changed and perform differently than those used in the past. The derivations of the new formulas for K_m and K_s , along with the explanation for the differences between the old and new formulas, are included in Appendix A.

14.5.1 Mesh Voltage (E_m). In Appendix A, Sections 2-5 derive a factor K_m based on the geometry of a ground grid with no ground rods. This K_m is proportional to the mesh voltage E_m , as previously described. The relationship between K_m and E_m depends largely on the current density in the perimeter conductors versus the current density in the inner conductor. To reflect this effect of current density and to correct some of the deficiencies in the equation for K_m in past editions of this guide, the role of K_m has been re-evaluated and two additional weighing terms, K_{ii} and K_h , included in a new equation below, developed by Syrak [B100]:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8a}{\pi(2n-1)} \right] \quad (\text{Eq 68})$$

where

$K_{ii} = 1$ for grids with ground rods along the perimeter, or for grids with ground rods in the grid corners, as well as both along the perimeter and throughout the grid area

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ for grids with no ground rods or grids with only a few ground rods, none located in the corners or on the perimeter

$K_h = \sqrt{1 + h/h_o}$

$h_o = 1$ m (reference depth of grid)

and D , h , n , and d are defined in Table 8.

As explained in Appendix A, a corrective factor K_i is needed to compensate for the fact that the subject mathematical model of N parallel conductors cannot fully account for the effects of a grid geometry, that is, for two sets of parallel conductors that are perpendicular to each other and interconnected at the cross-connection points. (K_i was originally derived as a function that, for a nonsimplified definition of K_m , shown as Eq A26 in Appendix A of this guide, matched the $K_m K_i$ product to the results of Koch's experiment with scale grid models described in Appendix A. This factor is ²⁸:

$$K_i = 0.656 + 0.172 n \quad (\text{Eq 69})$$

Now a general equation for the mesh voltage E_m can be expressed in terms of ρ , I_G , L , K_m , and K_i :

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L} \quad (\text{Eq 70})$$

where K_m is determined by Eq 68 and K_i is determined by Eq 69.

If L_c represents the total grid conductor length and L_r represents the total ground-rod length, then for grids with ground rods

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + 1.15 L_r} \quad (\text{Eq 71})$$

The 1.15 multiplier for L_r in Eq 71 reflects the fact that the current density is higher in the ground rods near the perimeter than in the grid conductors.²⁹

For grids with no ground rods, or with only a few rods located within the grid but away from the perimeter

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + L_r} \quad (\text{Eq 72})$$

14.5.2 Step Voltage (E_s). Section 1.7 of Appendix A derives a factor K_s based on the geometry of a ground grid with no ground rods. As with the mesh voltage, this K_s is proportional to the step voltage E_s .

$$E_s = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L} \quad (\text{Eq 73})$$

²⁸ Previous editions of this guide defined $K_i = 0.65 + 0.172 n$. The correction of 0.65 to 0.656 reflects the obvious fact that for $n = 2$, K_i must be 1.0.

²⁹ The value of 1.15 is probably too conservative. Indications are that a multiplier of 2.0 or more may be valid for peripheral rods. However, considering that there is a lack of field data and not much information is available on practical experience with grounding systems designed using predominantly peripheral ground rods, judgement should be exercised in the use of Eqs 71 and 72. If only a few, relatively short, ground rods are placed near the center of the grid (that is, for surge arresters, control buildings, etc), the grounding system behaves very much like a grid without ground rods (Eq 72). As more ground rods are placed near the perimeter or the lengths of the ground rods are increased, or both (that is, L_r approaches L_c), the results obtained using Eq 71 become more conservative.

where

$L = L_c + L_r$ for grids with no ground rods or only a few rods in the center away from the perimeter

or

$L = L_c + 1.15L_r$ for grids with ground rods predominantly around the perimeter

For simplification, the maximum step voltage is assumed to occur at a distance equal to the grid depth, h , just outside the perimeter conductor. For the usual burial depth of $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5^{n-2}) \right] \quad (\text{Eq 74})$$

and for depths smaller than 0.25 m,

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right] \quad (\text{Eq 75})$$

where

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \dots + \frac{1}{n-1}$$

or for $n \geq 6$

$$W \approx \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423$$

The use of a different equation for K_s , depending on the grid depth h , reflects the fact that the step voltage decreases rapidly with increased depth.

14.6 Estimate of Minimum Buried Conductor Length. A simple equation can be developed to permit a preliminary determination of buried grid conductor necessary to keep the maximum touch voltage within the grounded area below the safe limits established by Eqs 26 and 26a of 6.2. This is done by equating Eq 67 with Eq 26 or 26a of 6.2 as shown below.

For $E_m < E_{\text{touch}50}$, combining Eqs 71 and 26' gives

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 1.5 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (\text{Eq 76})$$

Rearranging Eq 76 for L gives

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)} \quad (\text{Eq 77})$$

Similarly, for $E_m < E_{\text{touch}70}$, combining and rearranging Eqs 70 and 26 gives

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(157 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad (\text{Eq 78})$$

grounding facilities can usually be installed more cheaply if all go in as part of the general construction job, without the necessity of making additions later.

14.8 Limitations of Simplified Equations for E_m and E_s . Several simplifying assumptions are made in deriving the equations for E_m and E_s , as shown in Appendix A. These assumptions may result in inaccurate results, for some cases, in comparison with the results from more rigorous computer analysis or scale model tests. The inclusion of correction factors into the equations of 14.5 practically eliminates the inaccuracy (within certain ranges for the various parameters) for most practical grid designs.

When using the equations of 14.5, the following limits are recommended for square grids, or for rectangular grids having the same number of conductors in both directions:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25 h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

Although the equations of 14.5 have been tested for n greater than 25 and found to be sufficiently accurate, the tests were not extensive enough to form solid conclusions. Thus, caution should be exercised before exceeding the limits given above.

Furthermore, for equally spaced rectangular grids (that is, with square meshes), the value of n for use on determining the mesh voltage factor K_m and the irregularity factor K_i (using Eqs 68 and 69) should be the geometric mean of the number of conductors in either direction. That is,

$$n = \sqrt{n_A n_B} \quad \text{for calculating } E_m \quad (\text{Eq 79})$$

when n_A and n_B are the number of conductors in each direction. The value of n for use in determining the step voltage factor K_s and the irregularity factor K_i (Eqs 69, 74, and 75) should be the maximum of n_A and n_B .

$$n = \max(n_A, n_B) \quad \text{for calculating } E_s \quad (\text{Eq 80})$$

14.9 Use of Computer Analysis in Grid Design. There are several reasons that may justify the use of more accurate computer algorithms in designing the grounding system. These reasons include:

- (1) One or more of the geometric parameters exceed the limits described above
- (2) A two-layer soil model is required due to significant variations in soil resistivity
- (3) An unsymmetrical grid (that is, L-shaped, with projections, etc) makes it impractical to predetermine the location of the worst touch voltage
- (4) Uneven grid conductor or ground rod spacings cannot be analyzed using the approximate methods of 14.5
- (5) More flexibility in determining local danger points may be desired

RESISTIVIDADES MEDIAS DEL TERRENO

Tipo de terreno	Ohm-metro
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	100
Tierra seca	1000
Roca sólida	10000

VALORES DEL FACTOR DE DECREMENTO

Duración de la falla t (seg.)	Factor de decremento	
	Ciclos (60 hz)	FD
0.008	1/2	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 o más	30 o más	1.0

Nota: Para valores intermedios de duración de falla, los factores de decremento pueden ser obtenidos por interpolación.

CALIBRES DEL CONDUCTOR DE COBRE PARA PREVENIR LA FUSION

Tiempo duración falla (seg.)	Circular mils por ampere		
	Cable solo	Conectores soldables	Conectores mecánicos
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

SOLDABLES COBRE-COBRE

SOLDADURA DE LATON

DIAMETROS DE CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE

Calibre AWG/KCM	Sección transversal		Diam. nom. mm
	mm ²	Circular mils	
12	3.309	6530	2.053
10	5.261	10380	2.588
8	8.366	16510	3.264
6	13.300	26500	4.115
4	21.150	41740	5.189
2	33.630	66370	6.544
1/0	53.480	105500	8.251
2/0	67.430	133100	9.266
3/0	85.030	167800	10.404
4/0	107.200	211600	11.684
250	127.0	250000	13.2
350	177.0	350000	15.7
500	253.0	500000	18.7
600	304.0	600000	20.7
750	380.0	750000	23.1

CARACTERISTICAS DE ALAMBRES CONDUCTORES DE COPRE

CALIBRE AWG B&S	DIAMETRO A 20°C (68°F)		SECCION TRANSVERSAL A 20°C (68°F)			PESO APROXIMADO	
	mm.	pulg.	mm²	CM	pulg²	Kg/km	lb/1000'
	%	11.684	0.4600	107.20	211.600	0.1662	853.2
%	10.404	0.4096	85.01	167.772	0.1318	755.9	507.9
%	9.268	0.3649	67.43	133.079	0.1045	599.5	402.9
%	8.252	0.3249	53.48	105.560	0.08291	475.4	318.5
1	7.348	0.2903	42.41	83.694	0.06573	377.0	253.3
2	6.543	0.2576	33.66	66.358	0.05212	299.0	200.9
3	5.827	0.2284	26.67	52.624	0.04133	237.1	159.3
4	5.189	0.2043	21.15	41.738	0.03278	188.0	126.4
5	4.620	0.1819	16.76	33.086	0.02599	149.1	100.2
6	4.115	0.1620	13.30	26.244	0.02061	118.3	79.5
7	3.665	0.1443	10.55	20.822	0.01635	93.8	63.0
8	3.264	0.1285	8.367	16.512	0.01297	74.4	50.0
9	2.906	0.1144	6.633	13.087	0.01028	59.0	39.6
10	2.588	0.1019	5.260	10.384	0.008156	46.8	31.4
11	2.305	0.09074	4.173	8.234	0.006467	37.7	24.9
12	2.053	0.08081	3.310	6.530	0.005129	29.4	19.8
13	1.828	0.07190	2.624	5.178	0.004067	23.3	15.7
14	1.628	0.06408	2.082	4.163	0.003225	18.5	12.4
15	1.450	0.05707	1.651	3.257	0.002558	14.7	9.86
16	1.291	0.05082	1.309	2.583	0.002029	11.6	7.82
17	1.150	0.04526	1.039	2.048	0.001608	9.23	6.20
18	1.024	0.04030	0.8236	1.624	0.001275	7.32	4.92
19	0.9116	0.03586	0.6527	1.288	0.001012	5.80	3.90
20	0.8118	0.03196	0.5176	1.021	0.0008019	4.60	3.09
21	0.7229	0.02846	0.4104	810.0	0.0006362	3.65	2.45
22	0.6439	0.02535	0.3259	642.8	0.0005047	2.89	1.95
23	0.5733	0.02257	0.2581	509.4	0.0004001	2.30	1.54
24	0.5105	0.02010	0.2047	404.0	0.0003173	1.82	1.22
25	0.4547	0.01790	0.1624	320.4	0.0002516	1.44	0.970
26	0.4048	0.01594	0.1288	254.1	0.0001996	1.15	0.769
27	0.3607	0.01420	0.1022	201.6	0.0001507	0.908	0.610
28	0.3211	0.01264	0.0810	159.8	0.0001255	0.720	0.484
29	0.2880	0.01126	0.0642	126.8	0.0000996	0.571	0.384
30	0.2548	0.01003	0.0510	100.8	0.0000790	0.453	0.304
31	0.2268	0.00893	0.0404	79.71	0.0000626	0.358	0.241
32	0.2019	0.00795	0.0320	63.20	0.0000498	0.285	0.191
33	0.1798	0.00708	0.0254	50.13	0.0000394	0.226	0.152
34	0.1601	0.00631	0.0201	39.75	0.0000312	0.179	0.120

CARACTERISTICAS DE ALAMBRES CONDUCTORES DE COPRE

CALIBRE AWG B&S	CARGA DE RUPTURA			ALARGAMIENTO			RESISTENCIA A LA C. D. MAXIMA A 20°C		
	MINIMA DURO	MINIMA SEMI DURO	MAXIMA SUAVE	DURO DURO	SEMI DURO	SUAVE	DURO	SEMI DURO	SUAVE
	Kg	Kg	Kg	Ohms/Km.	Ohms/Km.	Ohms/Km.	Ohms/Km.	Ohms/Km.	Ohms/Km.
%	3691.665	3166.128	2713.889	3.75	3.75	3.5	0.16553	0.16467	0.16080
%	3049.099	2570.551	2152.332	3.25	3.60	3.5	0.20870	0.20765	0.20277
%	2503.418	2086.106	1706.897	2.80	3.25	3.5	0.26317	0.26182	0.25569
%	2048.911	1691.928	1353.542	2.40	3.00	3.5	0.33171	0.33007	0.32242
1	1672.877	1371.686	1103.155	2.17	2.75	3.0	0.42292	0.42062	0.40625
2	1362.161	1111.320	874.994	1.98	2.50	3.0	0.53316	0.53054	0.51282
3	1106.330	899.942	694.008	1.79	2.25	3.0	0.67228	0.66867	0.64636
4	893.592	718.502	550.217	1.24	1.25	3.0	0.84781	0.84322	0.81533
5	721.678	573.804	436.318	1.18	1.20	3.0	1.0689	1.0634	1.0279
6	580.608	458.136	346.051	1.14	1.15	3.0	1.3478	1.3409	1.2983
7	467.208	365.874	274.428	1.09	1.11	3.0	1.6999	1.6910	1.6346
8	374.674	292.073	217.637	1.06	1.08	3.0	2.1435	2.1323	2.0611
9	299.920	233.241	172.595	1.02	1.06	3.0	2.7029	2.6888	2.5989
10	240.045	186.157	142.430	1.00	1.04	2.5	3.4090	3.3893	3.2774
11	191.827	148.590	112.946	0.97	1.02	2.5	4.2981	4.2751	4.1341
12	152.818	118.662	89.586	0.95	1.00	2.5	5.4202	5.3907	5.2102
13	121.565	94.712	71.934	0.92	0.98	2.5	6.8343	6.7982	6.5718
14	98.844	75.570	56.337	0.90	0.96	2.5	8.6159	8.5733	8.2845
15	77.021	60.329	44.671	0.89	0.94	2.5	10.867	10.811	10.447
16	61.281	48.172	35.426	0.87	0.92	2.5	13.701	13.629	13.176
17	48.762	38.424	28.091	0.86	0.90	2.5	17.278	17.189	16.615
18	38.769	30.668	22.281	0.85	0.88	2.5	21.786	21.674	20.949
19	30.840	24.472	17.668			2.5	27.472	27.331	26.415
20	24.531	19.527	14.012			2.5	34.647	34.451	33.302
21	19.537	15.586	11.113			2.5	43.670	43.440	41.997
22	15.540	12.433	8.813			2.5	55.088	54.793	52.955
23	12.360	9.920	6.990			2.5	69.459	69.098	66.801
24	9.830	7.915	5.756			2.0	87.570	87.143	84.223
25	7.829	6.314	4.568			2.0	110.44	109.88	106.21
26	6.228	5.039	3.621			2.0	139.25	138.52	133.90
27	4.953	4.020	2.872			2.0	175.60	174.68	168.87
28	3.945	3.207	2.277			2.0	221.43	220.29	212.94
29	3.138	2.558	1.806			2.0	279.21	277.77	268.52
30	2.496	2.041	1.432			1.5	352.05	350.41	338.60
31	1.985	1.628	1.136			1.5	443.92	441.62	428.86
32	1.581	1.298	0.901			1.5	559.74	557.11	538.41
33	1.257	1.036	0.714			1.5	706.07	702.46	678.84
34	0.9997	0.826	0.567			1.5	890.14	885.54	856.01

Tabla 250-95. Tamaño nominal mínimo de los conductores de tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc (A)	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	Cable de cobre	Cable de aluminio
15	2,082 (14)	—
20	3,307 (12)	—
30	5,26 (10)	—
40	5,26 (10)	—
60	5,26 (10)	—
100	8,367 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,15 (4)
300	21,15 (4)	33,62 (2)
400	33,62 (2)	42,41 (1)
500	33,62 (2)	53,48 (1/0)
600	42,41 (1)	67,43 (2/0)
800	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
1000	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
1200	85,01 (3/0)	126,7 (250)
1600	107,2 (4/0)	177,3 (350)
2000	126,7 (250)	202,7 (400)
2500	177,3 (350)	304 (600)
3000	202,7 (400)	304 (600)
4000	253,4 (500)	405,37 (800)
5000	354,7 (700)	608 (1200)
6000	405,37 (800)	608 (1200)

Véase limitaciones a la instalación en 250-92(a)

Nota: Para cumplir lo establecido en 250-51, los conductores de tierra de los equipos podrían ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.

Tabla 250- 94. Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a

Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o seccion equivalente de conductores en paralelo mm ² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de tierra mm ² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33,62 (2) ó menor	53,48 (1/0) o menor	8,367 (8)	13,3 (6)
42,41 o 53,48 (1 ó 1/0)	67,43 o 85,01 (2/0 ó 3/0)	13,3 (6)	21,15 (4)
67,43 o 85,01 (2/0 o 3/0)	4/0 o 250 kcmil	21,15 (4)	33,62 (2)
Más de 85,01 a 177,3 (3/0 a 350)	Mas de 126,7 a 253,4 (250 a 500)	33,62 (2)	53,48 (1/0)
Más de 177,3 a 304,0 (350 a 600)	Mas de 253,4 a 456,04 (500 a 900)l	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)	Más de 456,04 a 886,74 (900 a 1750)	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
Más de 557,38 (1100)	Mas de 886,74 (1750)	85,01 (3/0)	126,7 (250)



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

MÓDULO II

CA 188

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

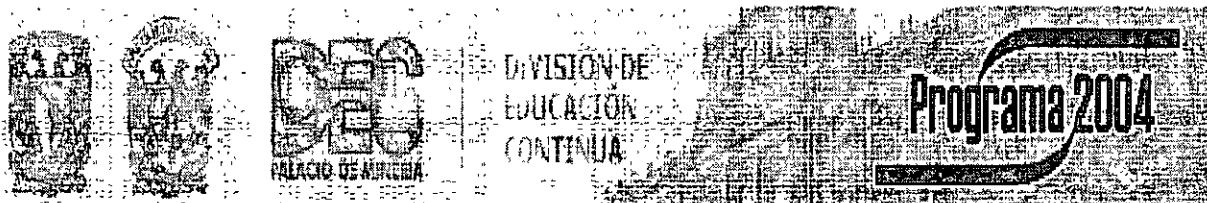
TEMA:

**SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE CONDUCTORES
ELÉCTRICOS E INTERRUPTORES**

COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO

DEL 29 DE NOVIEMBRE AL 11 DE DICIEMBRE DE 2004

PALACIO DE MINERÍA



Transformadores

CORRIENTES MAXIMAS DE CORTO CIRCUITO EN TRANSF. DE SUBSTACION

Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Máxima Capacidad en KVA. de Corto Circuito en el sistema	Corriente de Corto Circuito Total en Amperes Simétricos					
		208 Volts			480 Volts		
		Corriente Nominal	Transformador solo	Incluyendo el 50% de Contribución de motores	Corriente Nominal	Transformador solo	Incluyendo el 100% de Contribución de motores
300 4.5% ①	50,000	834	16,300	18,000	360	7,100	8,500
	100,000		17,300	19,000		7,500	8,900
	150,000		17,700	19,400		7,700	9,100
	250,000		18,000	19,700		7,800	9,200
	500,000		18,300	20,000		7,900	9,300
	750,000		18,400	20,000		7,900	9,300
SIN LIMITE	18,500	20,200	8,000	9,400			
500 4.5% ①	50,000	1,388	25,300	28,000	601	10,800	13,300
	100,000		27,800	29,600		12,000	14,400
	150,000		28,700	31,500		12,400	14,800
	250,000		29,500	32,300		12,800	15,200
	500,000		30,200	33,000		13,100	15,500
	750,000		30,400	33,200		13,200	15,600
SIN LIMITE	30,800	33,600	13,400	15,800			
750 5.75%	50,000	2,080	28,700	32,900	902	12,500	16,100
	100,000		32,000	36,200		13,900	17,500
	150,000		33,300	37,500		14,400	18,000
	250,000		34,400	38,600		14,900	18,500
	500,000		35,200	39,400		15,300	18,900
	750,000		35,600	39,800		15,400	19,000
SIN LIMITE	36,200	40,400	15,700	19,300			
1000 5.75%	50,000	2,780	35,800	41,400	1,203	15,500	20,300
	100,000		41,100	46,700		17,800	22,600
	150,000		43,200	48,800		18,800	23,600
	250,000		45,100	50,700		19,600	24,400
	500,000		46,600	52,200		20,200	25,000
	750,000		47,300	52,900		20,500	25,300
SIN LIMITE	48,200	53,800	20,900	25,700			
1500 5.75%	50,000	4,160	47,600	55,900	1,804	20,600	27,800
	100,000		57,500	65,800		24,900	32,100
	150,000		61,700	70,000		26,700	33,900
	250,000		65,600	73,900		28,400	35,600
	500,000		68,800	77,100		29,800	37,000
	750,000		69,900	78,200		30,300	37,500
SIN LIMITE	72,400	80,700	31,400	38,600			
2000 5.75%	50,000	—	—	—	2,406	24,700	34,300
	100,000		—	—		31,100	40,700
	150,000		—	—		34,000	43,600
	250,000		—	—		36,700	46,300
	500,000		—	—		39,100	48,700
	750,000		—	—		40,000	49,600
SIN LIMITE	—	—	41,900	51,500			
2500 5.75%	50,000	—	—	—	3,008	28,000	40,000
	100,000		—	—		36,400	48,400
	150,000		—	—		40,500	52,500
	250,000		—	—		44,500	56,500
	500,000		—	—		48,100	60,100
	750,000		—	—		49,500	61,500
SIN LIMITE	—	—	52,300	64,300			
3000 5.75%	50,000	—	—	—	3,607	30,700	45,100
	100,000		—	—		41,200	55,600
	150,000		—	—		46,500	60,900
	250,000		—	—		51,900	66,300
	500,000		—	—		56,800	71,200
	750,000		—	—		58,700	73,100
SIN LIMITE	—	—	62,700	77,100			

① Impedancia mínima, si se desea otra se debe consultar con la fábrica.

Transformadores

CORRIENTES MAXIMAS DE CORTO CIRCUITO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y TIPO JARDIN

Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Máxima Capacidad en KVA. de Corto Circuito en el sistema	Corriente de Corto Circuito Total en Amperes Simétricos			
		Corriente Nominal	Transformador Solo en 208 VCA.	Corriente Nominal	Transformador Solo en 480 VCA.
112.5 2.0% ⓪	50,000	312	14,000	135	6,080
	100,000		14,800		6,400
	250,000		15,000		6,600
	500,000		15,500		6,690
	750,000		15,500		6,720
SIN LIMITE	15,600	6,770			
150 2.0% ⓪	50,000	416	18,100	180	7,840
	100,000		19,370		8,390
	250,000		20,200		8,760
	500,000		20,510		8,890
	750,000		20,610		8,930
SIN LIMITE	20,820	9,020			
225 2.0% ⓪	50,000	625	25,490	270	11,050
	100,000		28,070		12,160
	250,000		29,880		12,950
	500,000		30,540		13,230
	750,000		30,770		13,330
SIN LIMITE	31,230	13,530			
300 2.0% ⓪	50,000	834	32,030	360	13,880
	100,000		36,200		15,690
	250,000		39,280		17,020
	500,000		40,420		17,520
	750,000		40,820		17,690
SIN LIMITE	41,640	18,040			
500 2.0% ⓪	50,000	1388	46,260	601	20,050
	100,000		55,510		24,060
	250,000		63,080		27,340
	500,000		66,080		28,640
	750,000		67,150		29,100
SIN LIMITE	69,390	30,070			
750 3.5% ⓪	100,000	2080	48,980	902	21,230
	250,000		54,780		23,740
	500,000		57,040		24,720
	750,000		57,830		25,060
	SIN LIMITE		59,480		25,780
1000 3.5% ⓪	100,000	2780	61,680	1203	26,730
	250,000		71,170		30,840
	500,000		75,020		32,510
	750,000		76,400		33,100
	SIN LIMITE		79,300		34,370
1500 3.5% ⓪	100,000	4160	83,270	1804	36,080
	250,000		101,550		44,000
	500,000		109,570		47,480
	750,000		112,530		48,760
	SIN LIMITE		118,960		51,550

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO Y DE SERVICIO EN ENTRADA DE TRANSF. DE DIST. Y TIPO JARDIN

Amperes Nominales de Servicio	Máxima Capacidad en KVA de corto circuito en el Sistema	Corriente de Corto Circuito Total en Amperes Simétricos			
		Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Transformador Solo en 208 VCA.	Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Transformador Solo en 480 VCA.
600	100,000	225 2% ⓪	28,070	500 2% ⓪	24,060
	250,000		29,880		27,340
	500,000		30,540		28,640
	750,000		30,770		29,100
	SIN LIMITE		31,230		30,070
800	100,000	300 2% ⓪	36,200	750 3.5% ⓪	21,230
	250,000		39,280		23,740
	500,000		40,420		24,720
	750,000		40,820		25,060
	SIN LIMITE		41,640		25,780
1000	100,000	300 2% ⓪	36,200	750 3.5% ⓪	21,230
	250,000		39,280		23,740
	500,000		40,420		24,720
	750,000		40,820		25,060
	SIN LIMITE		41,640		25,780
1200	100,000	500 2% ⓪	55,500	1000 3.5% ⓪	26,730
	250,000		63,000		30,840
	500,000		66,000		32,510
	750,000		67,200		33,100
	SIN LIMITE		69,300		34,370
1600	100,000	750 3.5% ⓪	48,980	1500 3.5% ⓪	36,080
	250,000		54,780		44,000
	500,000		57,040		47,480
	750,000		57,830		48,760
	SIN LIMITE		59,480		51,550
2500	100,000	1000 3.5% ⓪	61,680	2000 5.75% ⓪	32,500
	250,000		71,170		37,100
	500,000		75,020		38,900
	750,000		76,400		39,700
	SIN LIMITE		79,300		41,200
3000	100,000	1000 3.5% ⓪	61,680	2500 5.75% ⓪	36,400
	250,000		71,700		44,500
	500,000		75,020		48,100
	750,000		76,400		49,500
	SIN LIMITE		79,300		52,300
4000	100,000	1500 3.5% ⓪	83,270	2150 3.5% ⓪	72,160
	250,000		101,550		88,000
	500,000		109,570		94,960
	750,000		112,530		97,520
	SIN LIMITE		118,960		103,100

⓪ Los valores mostrados de impedancia son para darse una idea del valor del corto circuito; para una información mas precisa se debe comunicar con la fábrica.

CORRIENTES PROMEDIO DE MOTORES A PLENA CARGA

MOTOR CPC

Motor GE abierto, factor de servicio 1.15, servicio continuo

Hasta 200 HP, trifásico

10 HP, monofásico

Hasta 2 HP, D-c

NOTA. La información proporcionada está basada en las corrientes aproximadas a plena carga de los motores GE estándar, tipo abierto, con factor de servicio de 1.15, para servicio continuo. La corriente a plena carga de motores similares de otros fabricantes puede variar considerablemente. Por lo tanto, siempre que sea posible, use la corriente real a plena carga dada en la placa de datos.

Motores bifásicos, 60 c/s. La corriente a plena carga de los motores bifásicos es 0.87 veces la corriente a plena carga de los trifásicos. Para los motores bifásicos de tres hilos la corriente del hilo común es 1.23 veces la trifásica a plena carga.

Corriente para motores trifásicos de 60 c/s. (Para los nuevos tamaños de armazón, salvo indicación en contra).

HP del motor	Velocidad RPM	Corriente a plena carga en Amp.			HP del motor	Velocidad RPM	Corriente a plena carga en Amp.			HP del motor	Velocidad RPM	Corriente a plena carga en Amp.		
		220 V	440 V	550 V			220 V	440 V	550 V			220 V	440 V	550 V
1/4	1800	1.1	7 1/2	3600	19.6	9.8	7.8	50	3600	125	62.5	50.0
	1200	1.5		1800	20.7	10.4	8.3		1800	125	62.5	50.0
	900*	1.7		1200	21.5	10.8	8.6		1200	126	63.0	50.4
1/3	3600	1.2	10	3600	25.7	12.9	10.3	60	3600	143	71.5	57.2
	1800	1.5		1800	26.5	13.2	10.6		1800	151	75.5	60.5
	1200	1.6		1200	27.5	13.8	11.0		1200	151	75.5	60.5
1/2	3600	1.6	15	3600	32.3	16.2	12.9	75	3600	173	86.5	69.2
	1800	1.9		1800	33.8	17.0	13.5		1800	186	93.0	74.5
	1200	2.2		1200	34.8	17.5	14.0		1200	188	94.0	75.2
3/4	3600	2.6	20	3600	40.0	20.0	16.0	100	3600	202	101	80.8
	1800	2.6		1800	41.5	20.8	16.5		1800	207	103.5	82.7
	1200	3.0		1200	43.0	21.5	17.0		1200	210	105.0	84.0
1	3600	3.0	1.5	1.2	25	3600	48.9	24.5	19.6	125	3600	227	113.5	91.8
	1800	3.2	1.6	1.3		1800	50.9	25.5	20.4		1800	245	122.5	98.0
	1200	3.8	1.9	1.5		1200	53.2	26.6	21.3		1200*	252	126	100
1 1/2	3600	4.6	2.3	1.8	30	3600	56.8	28.4	22.7	150	3600	260	130	104
	1800	5.0	2.5	2.0		1800	59.8	29.9	23.9		1800	272	136	108
	1200	5.4	2.7	2.2		1200	63.4	31.7	25.4		1200*	282	141	112
2	3600	6.2	3.1	2.5	40	3600	68.8	34.4	27.5	200	3600	300	150	120
	1800	6.0	3.0	2.4		1800	71.8	35.9	28.5		1800	310	155	125
	1200	7.0	3.5	2.8		1200	78.0	39.0	31.2		1200*	320	160	130
3	3600	7.8	3.9	3.1	50	3600	87.1	43.6	34.5	250	3600	340	170	140
	1800	8.2	4.1	3.3		1800	91.6	45.8	36.0		1800	350	175	145
	1200	9.0	4.5	3.6		1200	91.0	45.5	36.4		1200*	360	180	150
5	3600	10.4	5.2	4.3	75	3600	108	54.0	43.2	350	3600	400	200	175
	1800	13.6	6.8	5.4		1800	102	51.0	40.8		1800	420	210	185
	1200	14.2	7.1	5.7		1200	103	51.5	41.2		1200*	430	215	190
7 1/2	3600	15.2	7.6	6.1	100	3600	120	60.0	48.0	500	3600	480	240	200
	1800	16.6	8.3	6.6		1800	113	56.5	45.2		1800	490	245	205
	900	16.6	8.3	6.6		900	113	56.5	45.2		900*	500	250	210

* Tamaño de la Armazón antigua

Motores monofásicos de 60 c/s de arranque por capacitor

Hp	Velocidad RPM	VOLTS		Hp	Velocidad RPM	VOLTS		Hp	Velocidad RPM	VOLTS		
		127	220			127	220			127	220	
1/8	1800	3.4	1.7	3/4	3600	11.2	5.6	2	3600	22.0	11.0	
	1200*	4.0	2.0		1800	10.8	5.4		1800	24.0	12.0	
	850	5.6	2.8		1200	10.6	5.3		1200	28.0	14.0	
1/4	1800	5.2	2.6	1	3600	13.4	6.7	3	3600	30.4	15.2	
	1200	5.8	2.9		1800	12.6	6.3		1800	34.0	17.0	
					1200	12.6	6.3		1200	35.0	17.5	
1/3	3600	6.8	3.4	1 1/2	3600	16.6	8.3	5	3600	47.2	23.6	
	1800	5.6	2.8		1800	19.0	9.5		1800	
	1200	7.4	3.7		1200	21.8	10.9		1200	
1/2	3600	7.0	3.5	7 1/2	3600	10	3600	...	30.0	
	1800	7.8	3.9			1800	1800	...	33.0
	1200	9.4	4.7								...	39.5

Corriente directa

Hp	VOLTS		
	115	230	550
1/8	1.8	0.9	0.4
1/4	2.7	1.35	0.6
1/3	3.5	1.75	0.7
1/2	4.8	2.4	1.0
3/4	6.6	3.3	1.4
1	8.5	4.25	1.8
1 1/2	12.4	6.2	3.1
2	16.0	8.0	3.4

Para 208 volts, 60 c/s, multiplique por 1.06 el valor a 220 volts, 60 c/s.
Para 480 volts, 60 c/s, multiplique por .92 el valor a 440 volt, 60 c/s.

TABLAS PARA SELECCION DE ELEMENTOS TERMICOS PARA ARRANCADORES MAGNETICOS A TENSION PLENA

Selección de elementos térmicos para relevadores de sobre carga (Para controles de apertura en aire)

Para seleccionar los elementos térmicos de los motores con un factor de servicio de 1.15, use la corriente real* del motor a plena carga y tome el número de catálogo del elemento térmico en la tabla correspondiente. Para otros motores, use los multiplicadores de la tabla de conversión de factor de servicio.

Ej: Corriente del motor 12 amperes, factor de servicio 1.15

Arrancador CR106. Tamaño 0, en caja

Seleccione elemento térmico CR123 C1.48A

Ej: Corriente del motor 1.2 amperes, factor de servicio 1.00

Arrancador CR106 Tamaño 0, en caja

Seleccione elemento térmico CR123 C1.31A

(Los relevadores de sobre carga para los arrancadores y controles tamaño 5 pueden seleccionarse directamente en la "Tabla de Selección", sin tener que usar la tabla de conversiones)

Cómo seleccionar los fusibles

Proteja los circuitos derivados para motores según las tablas del Código Nacional Eléctrico. En ningún caso la capacidad del fusible debe exceder a cuatro veces la corriente plena del motor en arrancadores magnéticos, y 3.5 veces en arrancadores manuales.

Tabla de conversión del Factor de Servicio

Tipo del motor (de CA)	Abierto, de uso general, factor de servicio 1.15	Totalmente cerrado, o totalmente cerrado con ventilación, Factor de servicio 1.00				
		Cont.	1 Hr	30 Min.	15 Min.	5 Min.
Multiplicar Amps. Motor por →	Use los valores de las tablas	0.90	0.80	0.75	0.70	0.60

ELEMENTOS TERMICOS PARA ARRANCADORES A TENSION PLENA

La selección del elemento térmico depende, además de la corriente del motor, del tipo de caja del arrancador. Debe de usarse la siguiente tabla, para determinar qué columna usar en las tablas subsiguientes para elegir el elemento térmico. Haga su selección en el siguiente orden: el arrancador primero, el tipo NEMA de caja, después, y finalmente la columna (A o B) que debe de usarse en la tabla correspondiente al tamaño NEMA del arrancador.

Arrancador	Caja NEMA	Use la columna	Cantidad de elementos térmicos requeridos
CR106	Abierto, 4, 7, 9	A	2†
CR106	1, 12, Embutido	B	2†
CR107, CR108	(todos)	B	2
CR109	Abierto, 4, 7, 9	A	2 reversibles
CR109	1, 12	B	4 dos velocidades
CR110, CR111	(todos)	A	2 reversibles
CR160 C	(todos)	B	4 dos velocidades

† Se requiere una pieza en los modelos monofásicos.

Factores de conversión para motores 1 HP o menores. (Factor de servicio 1.15).

Capacidad en HP	1	3/4	1/2	1/3	1/4
Multiplicar Amps del Motor por →	1.1	1.1	1.1	1.15	1.15

Equivalencias entre Nos de Cat. anteriores y actuales

No. de Cat. anterior	No. de Cat. actual
81D228	CR123 C0.36A
81D224	CR123 C0.39A
81D225	CR123 C0.43A
81D230	CR123 C0.48A
81D255	CR123 C0.54A
81D231	CR123 C0.60A
81D526	CR123 C0.66A
81D527	CR123 C0.71A
81D233	CR123 C0.78A
81D528	CR123 C0.87A
81D529	VR123 C0.97A
81D530	CR123 C1.09A
81D531	CR123 C1.18A
81D238	CR123 C1.31A
81D532	CR123 C1.48A
81D533	CR123 C1.63A
81D534	CR123 C1.84A
81D535	CR123 C1.96A
81D536	CR123 C2.20A
81D537	CR123 C2.39A
81D538	CR123 C2.68A
81D539	CR123 C3.01A
81D540	CR123 C3.25A
81D541	CR123 C3.56A
81D542	CR123 C3.79A
81D543	CR123 C4.19A
81D544	CR123 C4.66A
81D545	CR123 C5.26A
81D546	CR123 C5.92A
81D547	CR123 C6.30A
81D548	CR123 C6.95A
81D549	CR123 C7.78A
81D550	CR123 C8.67A
81D551	CR123 C9.55A
81D553	CR123 C10.4B
81D554	CR123 C11.3B
81D555	CR123 C12.5B
81D556	CR123 C13.7B
81D557	CR123 C15.1B
81D267	CR123 C16.3B
81D256	CR123 C18.0B
81D558	CR123 C19.8B
81D559	CR123 C21.4B
81D560	CR123 C22.8B
81D561	CR123 C25.0B
81D562	CR123 C27.3B
81D261	CR123 C30.3B
81D262	CR123 C33.0B
81D266	CR123 C36.6B
81D263	CR123 C40.0B
81D580	CR123 F24.3B
81D581	CR123 F27.0B
81D582	CR123 F30.0B
81D583	CR123 F32.7B
81D584	CR123 F35.7B
81D585	CR123 F39.5B
81D586	CR123 F43.0B
81D587	CR123 F48.7B
81D588	CR123 F56.7B
81D589	CR123 F61.4B
81D590	CR123 F65.8B
81D591	CR123 F71.9B
81D592	CR123 F77.2B
81D593	CR123 F84.8B
81D594	CR123 F91.4B
81D595	CR123 F104C
81D596	CR123 F114C
81D597	CR123 F118C
81D598	CR123 F133C
81D599	CR123 F149C

TAMAROS NEMA 00, 0 y 1

Corriente del motor a plena carga en amperes		Elemento térmico No de catálogo
A	B	
0.33	0.31	CR123 C0.36A
.37	.34	CR123 C0.39A
.41	.38	CR123 C0.43A
.46	.43	CR123 C0.48A
.52	.47	CR123 C0.54A
.57	.52	CR123 C0.60A
.61	.56	CR123 C0.66A
.67	.62	CR123 C0.71A
.75	.69	CR123 C0.78A
.84	.77	CR123 C0.87A
.94	.87	CR123 C0.97A
1.03	.94	CR123 C1.09A
1.14	1.04	CR123 C1.18A
1.30	1.18	CR123 C1.31A
1.42	1.30	CR123 C1.48A
1.61	1.47	CR123 C1.63A
1.72	1.56	CR123 C1.84A
1.93	1.75	CR123 C1.96A
2.10	1.90	CR123 C2.20A
2.34	2.13	CR123 C2.39A
2.64	2.40	CR123 C2.68A
2.86	2.60	CR123 C3.01A
3.13	2.84	CR123 C3.26A
3.32	3.02	CR123 C3.56A
3.68	3.34	CR123 C3.79A
4.08	3.72	CR123 C4.19A
4.61	4.20	CR123 C4.66A
5.21	4.73	CR123 C5.26A
5.62	5.02	CR123 C5.92A
6.12	5.55	CR123 C6.30A
6.83	6.21	CR123 C6.95A
7.70	6.92	CR123 C7.78A
8.48	7.64	CR123 C8.67A
9.19	8.31	CR123 C9.55A
9.92	9.04	CR123 C10.4B
11.1	9.99	CR123 C11.3B
12.2	10.9	CR123 C12.5B
13.5	12.0	CR123 C13.7B
14.6	13.0	CR123 C15.1B
16.1	14.3	CR123 C16.3B
17.9	15.8	CR123 C18.0B
19.3	17.0	CR123 C19.8B
20.6	18.1	CR123 C21.4B
22.6	19.9	CR123 C22.8B
24.8	21.8	CR123 C25.0B
27.0	24.2	CR123 C27.3B
	26.3	CR123 C30.3B
	27.0	CR123 C33.0B

TAMARO NEMA 2

Corriente del motor a plena carga en amp.		Elemento térmico No de catálogo
A	B	
6.63	...	CR123 C6.95A
7.59	6.89	CR123 C7.78A
8.39	7.76	CR123 C8.67A
9.20	8.63	CR123 C9.55A
9.93	9.53	CR123 C10.4B
11.2	10.7	CR123 C11.3B
12.5	11.7	CR123 C12.5B
14.1	12.8	CR123 C13.7B
15.5	14.3	CR123 C15.1B
17.4	16.1	CR123 C16.3B
19.8	17.9	CR123 C18.0B
21.2	19.3	CR123 C19.8B
22.7	21.4	CR123 C21.4B
24.9	22.6	CR123 C22.8B
27.3	24.6	CR123 C25.0B
29.7	26.7	CR123 C27.3B
34.2	30.0	CR123 C30.3B
40.2	34.8	CR123 C33.0B
45.0	40.1	CR123 C36.6B
...	43.3	CR123 C40.0B
...	45.0	CR123 C44.0B

TAMARO NEMA 4

Corriente del motor a plena carga en amperes		Elemento térmico No. de catálogo
A	B	
37.8	34.3	CR123 F39.5B
42.6	38.9	CR123 F43.0B
49.8	45.3	CR123 F48.7B
54.2	49.0	CR123 F56.7B
59.0	52.6	CR123 F61.4B
65.5	57.4	CR123 F65.8B
70.8	61.6	CR123 F71.9B
79.1	67.8	CR123 F77.2B
83.6	73.0	CR123 F84.8B
92.9	83.1	CR123 F91.4B
100	94.7	CR123 F104C
110	110	CR123 F114C
124	105	CR123 F118C
133	118	CR123 F133C
133	133	CR123 F149C

TAMARO NEMA 5†

Corriente del motor a plena carga en amperes		Elemento térmico No. de catálogo
A	B	
76.2	79.9	CR123 C3.79A
84.2	90.1	CR123 C4.19A
94.6	100	CR123 C4.66A
105	107	CR123 C5.26A
111	114	CR123 C5.92A
122	114	CR123 C6.30A
137	127	CR123 C6.95A
153	137	CR123 C7.78A
170	147	CR123 C8.67A
185	159	CR123 C9.55A
201	170	CR123 C10.4B
223	185	CR123 C11.3B
244	202	CR123 C12.5B
266	218	CR123 C13.7B
270	231	CR123 C15.1B
...	250	CR123 C16.3B
...	270	CR123 C18.0B

† 60/50 ciclos.

Los elementos térmicos listados son intercambiables eléctrica y dimensionalmente.

SELECCION INTR. TERM.

GUIA RAPIDA PARA SELECCIONAR INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Interruptor Tipo	Cap Nom Amp.	No. Polos	Volts		RMS	Capacidad Interruptiva basada en Procedimientos de prueba según NEMA								
			C-A	C-D		Volts C-A						Volts C-D		
						127	127/220	240	277	480	600	125	250	
Q 100														
THQL, THQAL, THQB.	15-70	1	120/240		SYM ASYM		10,000 10,000							
	15-100	2	120/240		SYM ASYM		10,000 10,000							
	15-100	2,3	240		SYM ASYM			10,000 10,000						
TXQB, TXQC, TXQL	15 30	1,2	127/220		SYM ASYM		65,000 75,000							

E 100	TE	10-100	1	127	125	SYM ASYM	10,000 10,000						5,000	
		10-100	2,3	240	250	SYM ASYM			10,000 10,000					5,000
	TEF	10 100	1	277	125	SYM ASYM				14,000 15,000			10,000	
		10-100	2	480	250	SYM ASYM		18,000 20,000			14,000 15,000			10,000
	TEF	15-100	3	480		SYM ASYM		18,000 20,000			14,000 15,000			
		15-100	3	600		SYM ASYM		18,000 20,000			14,000 15,000	14,000 5,000		
	THEF	15-30	1	277	125	SYM ASYM				65,000 75,000			20,000	
		15-100	2	600	250	SYM ASYM		65,000 75,000			25,000 30,000	18,000 20,000		20,000
	THEF	15-100	3	600		SYM ASYM		65,000 75,000			25,000 30,000	18,000 20,000		
		F 225	TFK	70-225	2	600	250	SYM ASYM		25,000 30,000		22,000 25,000	22,000 25,000	
	TFK	70-225		3	600		SYM ASYM		25,000 30,000		22,000 25,000	22,000 25,000		
			THFK (1)	70-225	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		25,000 30,000	22,000 25,000	
	THFK (1)			70-225	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		25,000 30,000	22,000 25,000	
		J 400 J 600	TJK4	125-400	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000	
	TJK4	125-400		3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000		
			TJK6	250-600	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000	
	TJK6			250-600	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000	
			THJK	125-400	2	600	250	SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000	
	THJK			125-400	3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000	
			TKM8	300-800	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000	
	TKM8			300 800	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000	
			TKM12	600-1200	2,3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000	
	THKM8			300-800	2	600	250	SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000	
			THKM8	300-800	3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000	
	THKM12			600-1200	2,3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000	

(1) Para tipos especiales donde se requiera CI mas altas, consultar con la fabrica.
 (2) La capacidad del Tipo CLB es de 100,000 Amps. a 600 V. C-D.

FUNCIONES Y APLICACION

Los interruptores termomagnéticos de caja moldeada son dispositivos de protección que efectúan dos funciones principales (1) Operación manual para abrir y cerrar un circuito por medio de una manija. (2) Abrir automáticamente el circuito bajo sobrecargas sostenidas y/o bajo condiciones de corto circuito. Los interruptores termomagnéticos proporcionan la función automática de proteger, abriendo el circuito bajo condiciones anormales de sobrecarga sostenida o de corto circuito, sin utilizar fusibles. Cuando abre el interruptor para eliminar una falla, la manija de operación se desplaza a la posición de **DISPARADO**, localizada entre las posiciones de **DENTRO** y **FUERA**, logrando así la indicación clara de que el interruptor ha abierto.

Cuando se ha eliminado la causa de la falla, el interruptor puede cerrarse nuevamente moviendo la palanca de operación a la posición de **RESTABLECER**, cerca de la posición **FUERA** y luego llevándola a la posición de **DENTRO**.

Los interruptores tienen una ventaja sobre los elementos fusibles, consiste en que si se presenta una falla en uno de los polos, de un interruptor multipolar, actúa sobre una barra de disparo común que abre todos los polos simultáneamente, evitando así la operación monofásica en un circuito para alimentar un motor, tal como ocurriría con un dispositivo de fusibles. Los interruptores de caja moldeada son de "operación libre". Esto significa que al menos que se retire la causa de la condición anormal, el interruptor no podrá sostenerse cerrado contra una condición de falla.

CARACTERISTICAS DE DISPARO TIEMPO-CORRIENTE

Para proteger los conductores aislados del circuito contra peligrosas sobrecargas sostenidas, los interruptores termomagnéticos de caja moldeada General Electric utilizan un elemento bimetálico proporcionando la característica de disparo en tiempo inverso contra corriente y un elemento de disparo magnético instantáneo para la protección contra corto circuito. Además tienen la capacidad interruptiva para abrir y eliminar las corrientes de corto circuito hasta la capacidad interruptiva nominal del interruptor.

INTERRUPTORES COMPENSADOS

Los interruptores en los marcos F225, J400, K1200 y E100 (de la serie de 600 volts C. A.), están diseñados para conducir la corriente nominal, sin gabinete, en ambientes de 0 a 50° C. Con temperaturas superiores a 50° C, disminuyen su capacidad para proteger contra altas temperaturas peligrosas, en adición a la protección proporcionada contra corrientes de falla.

Los interruptores de marco E100 (240V, 277V y 480 Volts)

con capacidades hasta de 100 amperes están calibrados para conducir la corriente nominal, sin gabinete, en un ambiente de 40° C y responden tanto a la temperatura ambiente como a la corriente. Con aumento de la temperatura y con aumento de corriente se acortará el tiempo de disparo. No se necesita disminuir la capacidad cuando van montados en gabinete, si la temperatura en él no excede de un incremento de 15° C sobre una temperatura ambiente normal (25° C).

SELECCION DE LA CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR

El tamaño del conductor determinará la capacidad del interruptor, asegurándose así que pueda conducirse la corriente total. Si se desarrollan temperaturas excesivas (80° C por ejemplo) el conductor se verá protegido disminuyendo la capacidad nominal propia del interruptor arriba de 50° C.

Se tiene disponible una fórmula simple, para la determinación precisa de la capacidad de un interruptor, necesario para una aplicación nueva o especial, con una tabla que proporciona los factores de multiplicación para los elementos que influyen en la selección de la capacidad tanto con corriente como con la temperatura ambiente, el ciclo de trabajo, la frecuencia y la altura sobre el nivel del mar.

La fórmula es como sigue:

Capacidad del interruptor en amperes = corriente real de la carga (MAXIMA del circuito) por los factores A x B x C x D.
El procedimiento para usar esta fórmula se explica en los siguientes pasos:

Paso No. 1

Determinar la corriente máxima del circuito, sumando los amperes de todas las cargas conectadas al circuito.

Paso No. 2

Utilizando la corriente máxima del circuito, calculada en el paso No. 1, estimar el tamaño del marco del interruptor requerido para la aplicación. Anote este tamaño estimado pues será necesario para completar el paso No. 3

Paso No. 3

Seleccione los factores apropiados de multiplicación A a D, para las condiciones de aplicación y luego sustitúyalas en la fórmula. De acuerdo con el Código Nacional Eléctrico Americano, el producto de los factores A y B debe ser por lo menos 1.25 para el caso de circuitos de carga continua. La capacidad del interruptor, después de considerar los otros factores de corrección en la fórmula de selección, debe ser cuando menos 25% mayor que el valor de la corriente máxima del circuito (Paso No. 1).

Paso No. 4

Multiplicando la corriente máxima por cada uno de los cuatro factores seleccionados de la tabla, puede obtenerse la capacidad apropiada en amperes para seleccionar el interruptor General Electric más adecuado. De lo que resulta.

Capacidad en amperes = corriente máxima x A x B x C x D = amperes.

Seleccione un interruptor GE que tenga una capacidad igual o el inmediato superior a la del cálculo.

EJEMPLO PARA ILUSTRAR:

Supóngase que un interruptor TEF de 480 volts, satisface todas las otras condiciones del circuito y que va determinarse la capacidad de corriente constante cuando se coloque en un tablero con una temperatura ambiente de 40° C. La corriente máxima de carga del circuito es de 50 amperes, localizado al nivel del mar, en un sistema de 60 ciclos. La capacidad de la corriente constante se determina como sigue:

$$\text{Corriente constante} = 50 \times \text{factor A} \times \text{factor B} \times \text{factor C} \times \text{factor D} = 50 \times 1.15 \times 1.00 \times 1.00 \times 1.00 = 57.5 \text{ amperes}$$

Con este valor deberá usarse el dispositivo de disparo próximo superior a 57.5 amperes, que es de 70 amperes para el interruptor tipo TEF.

Esta selección cumple además con lo establecido en el Código Nacional Eléctrico, pues el interruptor seleccionado es al menos 25% mayor que la corriente máxima de carga (50 amps).

TABLA I FACTORES PARA DISMINUIR CAPACIDAD DE INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

FACTOR A Interruptores en gabinete para diferentes Temperaturas Ambiente

Temperatura Ambiente		Interruptores en caja moldeada, Factor de Multiplicación A				
		Línea E100 240 y 480V TE, TEF, Calibrado 40° C	Línea E100 600V Amb. Comp. a 50° C TEF, THEF	F225, J600, CLB TFJ, TFK, THFK, TJJ, TJK, THJK Amb. Comp. a 50° C	Línea K1200 TKM, THKM Amb. Comp. a 50° C	Línea K1200 TKM, THKM Amb. Comp. a 50° C
C	F	10-100 Amp.		70-600 Amp.	125-800 Amp.	1000-1200 Amp.

En gabinetes individuales, Centros de carga, tableros pequeños, Centros de Control de Motores, Tableros de Distribución, Unidades de enchufar en ducto.

0	32	.92	.84	.85	.82	.84
10	50	.96	.87	.90	.84	.86
15		.99	.89	.92	.87	.89
25	59	1.04	.93	.97	.92	.94
35	77	1.10	.97	1.05	.95	.97
40	95	1.15	.99	1.08	.98	1.00
50	104	1.27	1.15	1.21		
	122				1.06	1.20
					1.09	1.30
					1.22	1.49

En tableros grandes (arriba de 20 circuitos) y tableros de Distribución (más de 1220 mm (4') de altura).

0	32	1.00	.90	.88	.89	.94
10	50	1.05	.93	.94	.91	.96
15		1.07	.95	.96	.94	.99
25	59	1.12	1.00	1.05	.99	1.04
35	77	1.20	1.05	1.18	1.02	1.07
40	95	1.25	1.08	1.25	1.05	1.10
50	104	1.34	1.17	1.34		
	122				1.18	1.30
					1.25	1.40
					1.43	1.63

INFORMACION PARA APLICACION INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

TABLA II-FACTORES PARA DISMINUIR CAPACIDAD
DE INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

FACTOR B-Clasificación de la carga o del ciclo de trabajo

Carga o Ciclo de Trabajo	Factor B
Carga fija Continua (incluyendo alumbrado) (ver NEC Secciones 210-23, 220-2, 220-3, 384-16)	1.00 ▲
Capacitores (NEC 460-8, NEMA CA1-1955)	1.35 (min)
Soldadoras por resistencia (NEC 630-32; GER-1421)	3.00 (max)
Dos o más Motores (NEC 430-62; 670-42)	*
Motores y Luz (NEC 430-62)	+

NOTAS

▲ Para cumplir con los requerimientos NEC (Sección 210-23), la capacidad de disparo del interruptor, después de aplicarle los factores, debe ser mayor del 25% de la carga total del circuito. De acuerdo con recomendaciones de NEC el producto de los factores A y B debe ser 1.25, dicho en otra forma, el factor B debe ser suficiente para obtener un producto de 1.25.

* La capacidad del disparo del elemento de protección del circuitoalimentador no debe ser mayor del determinado en las tablas 430-152, - 153, más la suma de la corriente de plena carga de los otros motores en el grupo.

+ La capacidad del disparo de los elementos protectores del circuito está determinado por la suma de las capacidades del disparo para las cargas de alumbrado y de motores, tomadas individualmente.

TABLA III

FACTOR C-Efecto de la Frecuencia

Frecuencia en Ciclos **	Factor de Multiplicación C †				
	Línea E100	Línea F225	Línea J600	Línea K1200	
	TE, TEF y THEF 15-100 Amp.	TFJ, TFK y THFK 70-225 Amp.	TJJ, TJK y THJK 125-400 Amp.	TKM y THKM 125-400	TKM y THKM 450-1200
D-c o 60 ciclos	1.00	1.00	1.00	1.00	Referirse a la Fábrica
120	1.02	1.02	1.02	1.02	
180	1.05	1.05	1.04	1.04	
240	1.10	1.09	1.06	1.06	
300	1.14	1.11	1.10	1.10	
400	1.22	1.18	1.15	1.15	

TABLA IV

FACTOR D Efecto de la Altura

Altitud	Factor de Multiplicación D
Del nivel del Mar hasta 1830 M (6000 pies)	1.00
1830 M a 3000 M (6000 a 10,000 pies)	1.04

NOTAS para la tabla III

** Para frecuencias arriba de 400 ciclos y para interruptores de más de 400 A. Referirse a la Fábrica.

† Los factores de frecuencia se aplican a la capacidad de conducción de corriente solamente. No se aplican al disparo magnético. Arriba de 200 ciclos, el disparo magnético se ve afectado en algunos interruptores.

PARA MAYOR INFORMACION
Póngase en contacto con su distribuidor
GENERAL ELECTRIC más cercano

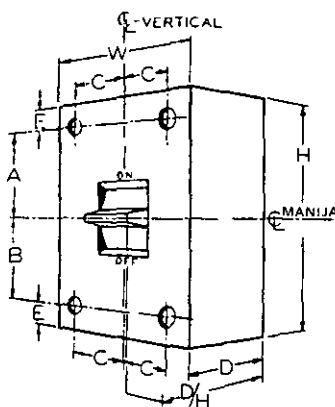
INSTRUCCIONES PARA ESPECIFICAR

El interruptor de caja moldeada debe ser un dispositivo que interrumpa un circuito, debe operar manualmente para operaciones de switcheo normales y automáticamente bajo condiciones de sobre carga o de corto circuito. Debe proporcionar protección al circuito, así como a sí mismo cuando se aplica correctamente. Funciones de control y señalización pueden ser incorporadas mediante el uso de diversos accesorios.

El mecanismo de disparo debe ser de disparo libre, de tal manera que los contactos no puedan ser mantenidos en posición de cerrados durante un corto circuito. La manija de operación debe operar simultáneamente todos los polos de que disponga el interruptor. Estos interruptores deben de estar de acuerdo a las ultimas normas aplicables. Cada interruptor debe tener una unidad de disparo termomagnética, esta unidad debe consistir en un elemento térmico (bi-metal) para protección de sobrecarga con una característica de tiempo inverso, así como un elemento instantáneo (magnético) para la protección de corto circuito. Cada polo debe llevar una unidad de disparo termomagnética la (s) cual(es) deben de actuar sobre una barra de disparo común que abra todos los polos en caso de existir una condición de sobre carga o corto circuito en cualquiera de estos.

Los interruptores van a ser usados en (tableros de alumbrado), (tableros de distribución), (table-ros de fuerza), (centros de control para motores), hasta a amperes, volts amperes de corto circuito simetricos disponibles, deben ser de-(uno), (dos), (Tres) polos, de la línea (TQL), (TQB), (E100), (F225), (J400) (K1200), marca GENERAL ELECTRIC.

DIMENSIONES



Tipo de Interruptor	Polos	Dimensiones en milímetros y pulgadas							
		W	H	D	D/M. (Máx.)	A	B	C	E
E100	1	34.9 1-3/8	160.3 6-5/16	80.9 3-3/16	103.9 4-3/32	67.1 2-41/64	56.7 2-15/16	—	18.2 23/32
TE TEF THEF	2,3	104.8 4-1/8	160.3 6-5/16	80.9 3-3/16	103.9 4-3/32	67.1 2-41/64	56.7 2-15/64	17.5 11/16	18.2 23/32
F225 TFK, THFK	2,3	104.8 4-1/8	257.2 10-1/8	80.9 3-3/16	139.7 5-1/2	98.4 3-7/8	98.4 3-7/8	17.5 11/16	30.2 1-3/16
J400 TJK, THJK	2,3	209.6 8-1/4	257.2 10-1/8	96.8 3-13/16	139.7 5-1/2	100.0 3-15/16	96.8 3-13/16	34.9 1-3/8	30.2 1-3/16
K1200 TKM, THKM	2,3	209.6 8-1/4	393.7 15-1/2	139.7 5-1/2	180.9 7-1/8	217.5 8-9/16	144.5 5-11/16	34.9 1-3/8	15.9 5/8

NOTA:

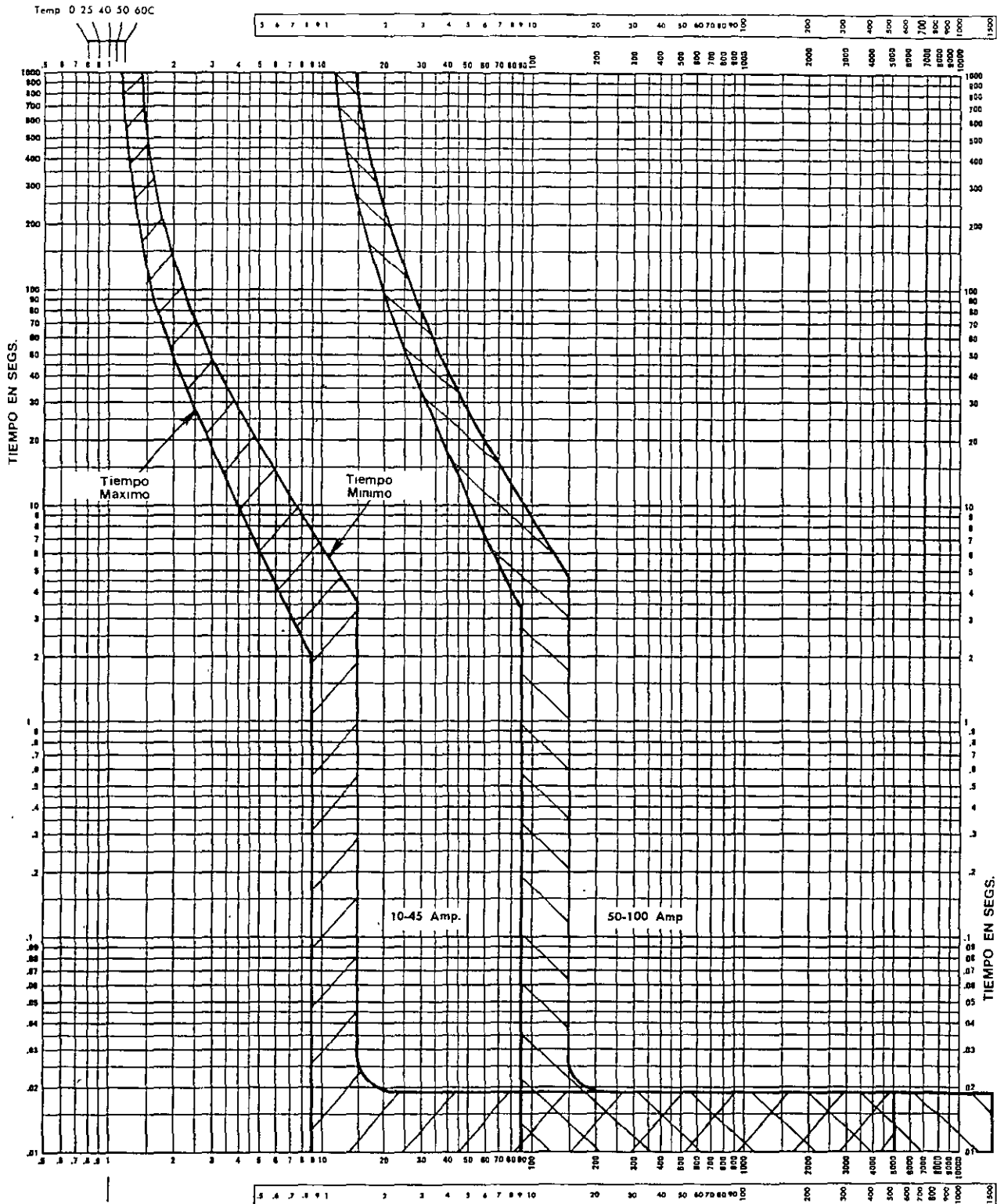
Los interruptores de caja moldeada están diseñados para trabajar en cualquier posición, inclusive invertidos, para facilitar cualquier tipo de aplicación.

INTERRUPTORES AUTOMATICOS EN CAJA MOLDEADA

GUIA PARA SELECCION RAPIDA

Tipo de Interruptor	Cap. Nom Amp.	No. de Polos	Volt. Nom Max.		Capacidades Nominales de interrupción registrada en los Lab. de las Cías. de Seg - Amperes Efectivos Simétricos									
			C.A.	C.D.	C.A					C.D.				
					120/240	240	277	480	600	125	250			
0.200	TOL, TQAL, TQB	10-50	1	120/240		5,000								
		10-100	2	120/240		5,000								
		10-100	2	240			5,000							
		10-100	3	240			5,000							
	THQL, THQAL, THQB	10-50	1	120/240		10,000								
		10-100	2	120/240		10,000								
		10-100	2	240			10,000							
10-100	3													
E100	TE	15-100	1	120	125	10,000					5,000			
		15-100	2-3	240	250		10,000						5,000	
	TEF	15-100	1	277	125			14,000				10,000		
		15-100	2	480	250				18,000		14,000		10,000	
		15-100	2	600	250				18,000		14,000	14,000	10,000	
		15-100	3	480	250				18,000		14,000		10,000	
		15-100	3	600	250				18,000		14,000	14,000	10,000	
	THEF	15-30	1	277	125				65,000				20,000	
		15-100	2	480	250				65,000		25,000		20,000	
		15-100	2	600	250				65,000		25,000	18,000	20,000	
		15-100	3	480	250				65,000		25,000		20,000	
		15-100	3	600	250				65,000		25,000	18,000	20,000	
	F225	TFJ, TFK	70-225	2	600	250			25,000		22,000	22,000		10,000
70-225			3				25,000		22,000	22,000				
THFK		70-225	2	600	250			65,000		25,000	22,000		20,000	
		70-225	3				65,000		25,000	22,000				
J400		TJJ, TJK4	125-400	2	600	250			42,000		30,000	22,000		10,000
			125-400	3				42,000		30,000	22,000			
	THJK4	125-400	2	600	250			65,000		35,000	25,000		20,000	
		125-400	3				65,000		35,000	25,000				
K 1200	TKM8	300-800	2	600	250			42,000		30,000	22,000		10,000	
		300-800	3				42,000		30,000	22,000				
	TKM12	600-1200	2, 3	600				42,000		30,000	22,000			
	THKM8	300-800	2	600	250			65,000		35,000	25,000		20,000	
		300-800	3				65,000		35,000	25,000				
	THKM12	600-1200	2, 3	600				65,000		35,000	25,000			

Curvas Tiempo-Corriente



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE
INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

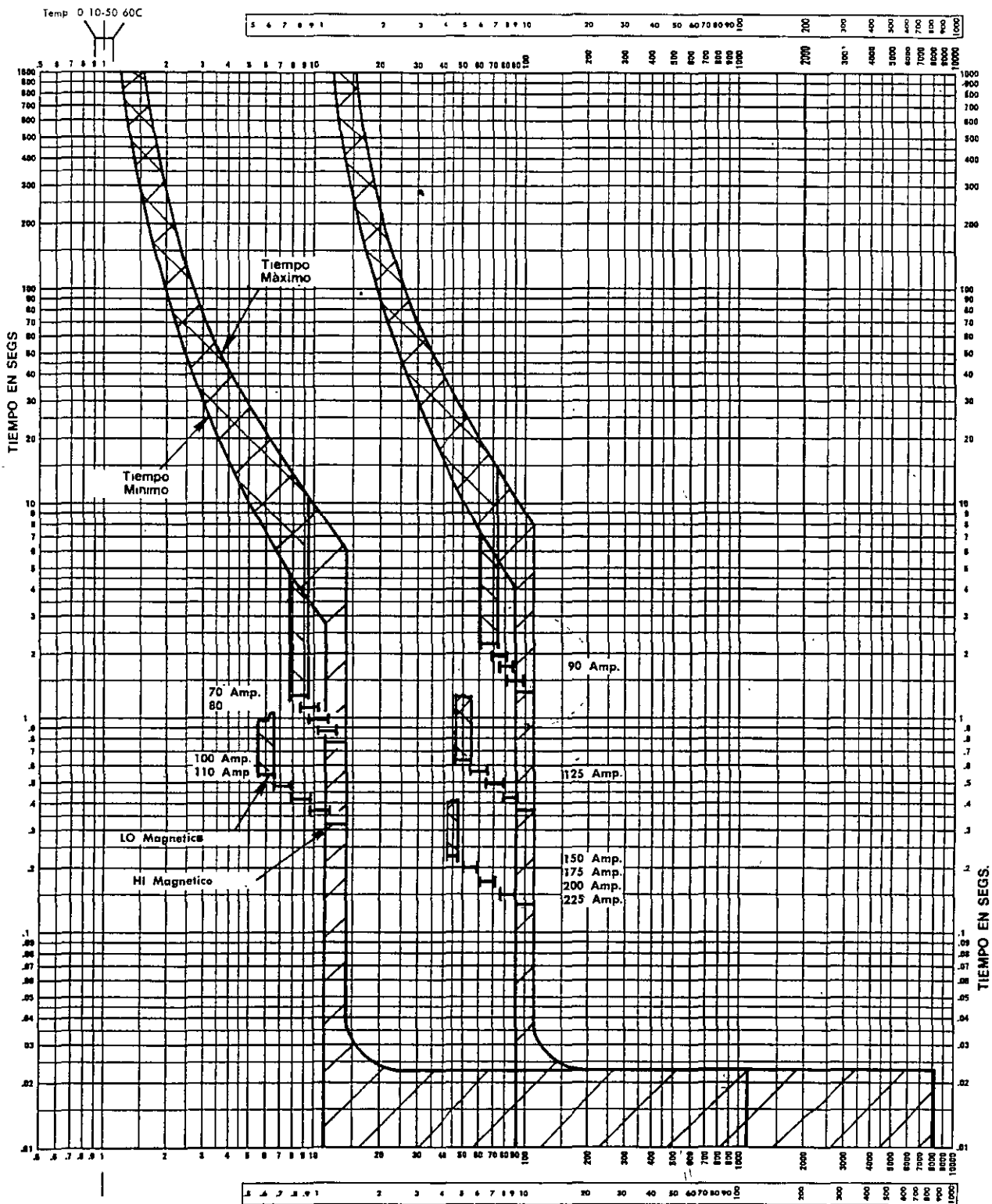
GENERAL ELECTRIC
ESAMEX
 Corriente
 15, 20, 30, 40, 50, 70, 90 y 100 Amperes
 Voltaje
 480 Volts, C.A. (250 Volts C.D.)
 Frecuencia
 C.D. 6 50/60 HZ.

LINEA E-100
 CAJA COMPENSADA
 Tipos TEF y THEF
 Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes
 No tiene ajuste ni en el tiempo Largo ni en el Instantáneo

LA CURVA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 40°C, SIN CAJA

Curvas Tiempo-Corriente



GENERAL ELECTRIC
ESAMEX

Corriente
 70, 90, 100, 125, 150, 175,
 200, y 225 Amperes
 Voltaje
 600 Volt, C.A., (250 Volt C.D.)
 Frecuencia
 C.D., ó 50/60 HZ.

INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

LÍNEA F-225

AMBIENTE COMPENSADO

Tipos TFK y THFK

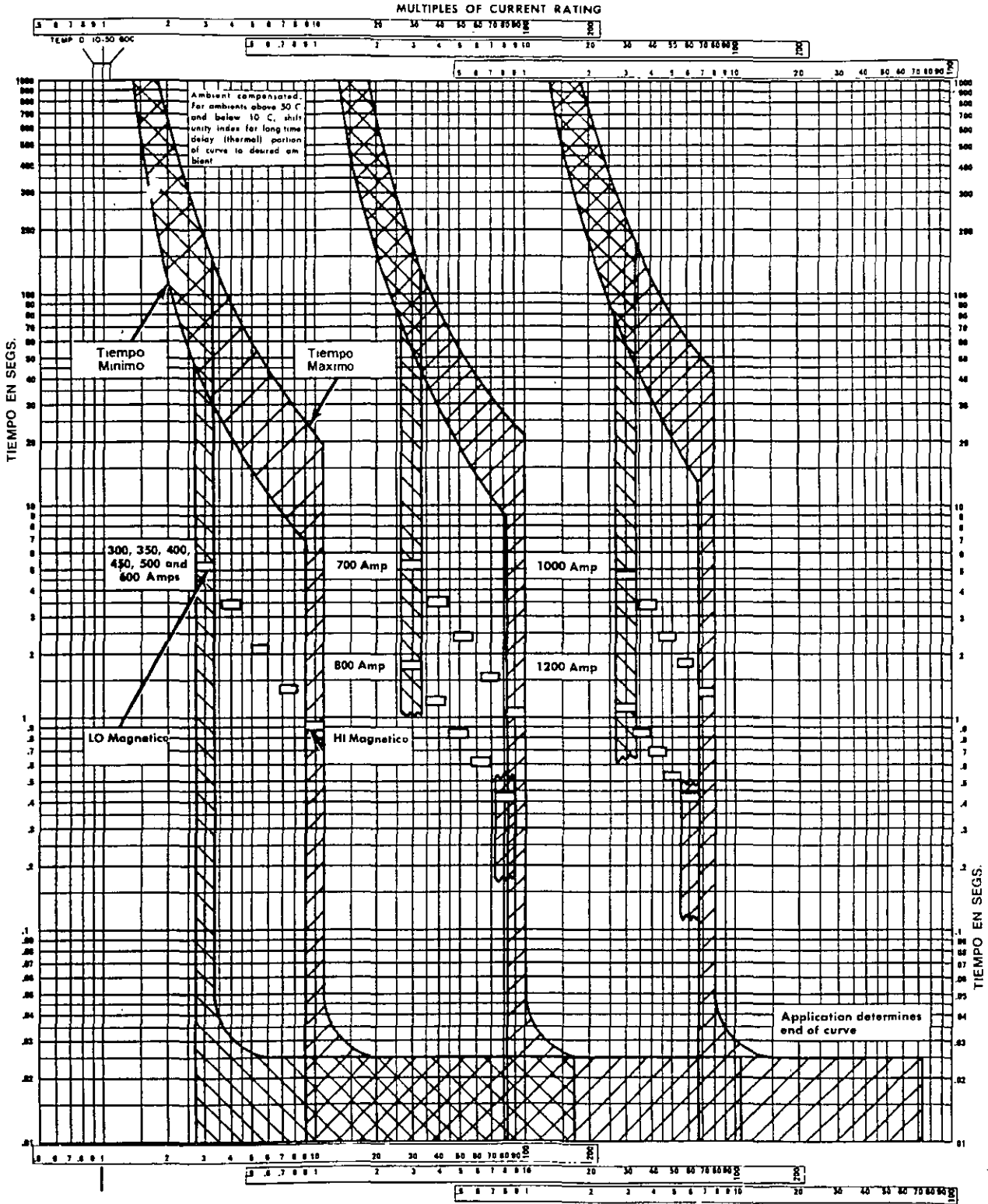
Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes

No tiene ajuste en el tiempo Largo, el Instantáneo se ajusta en fábrica en HI.

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 10-50°C, SIN CAJA

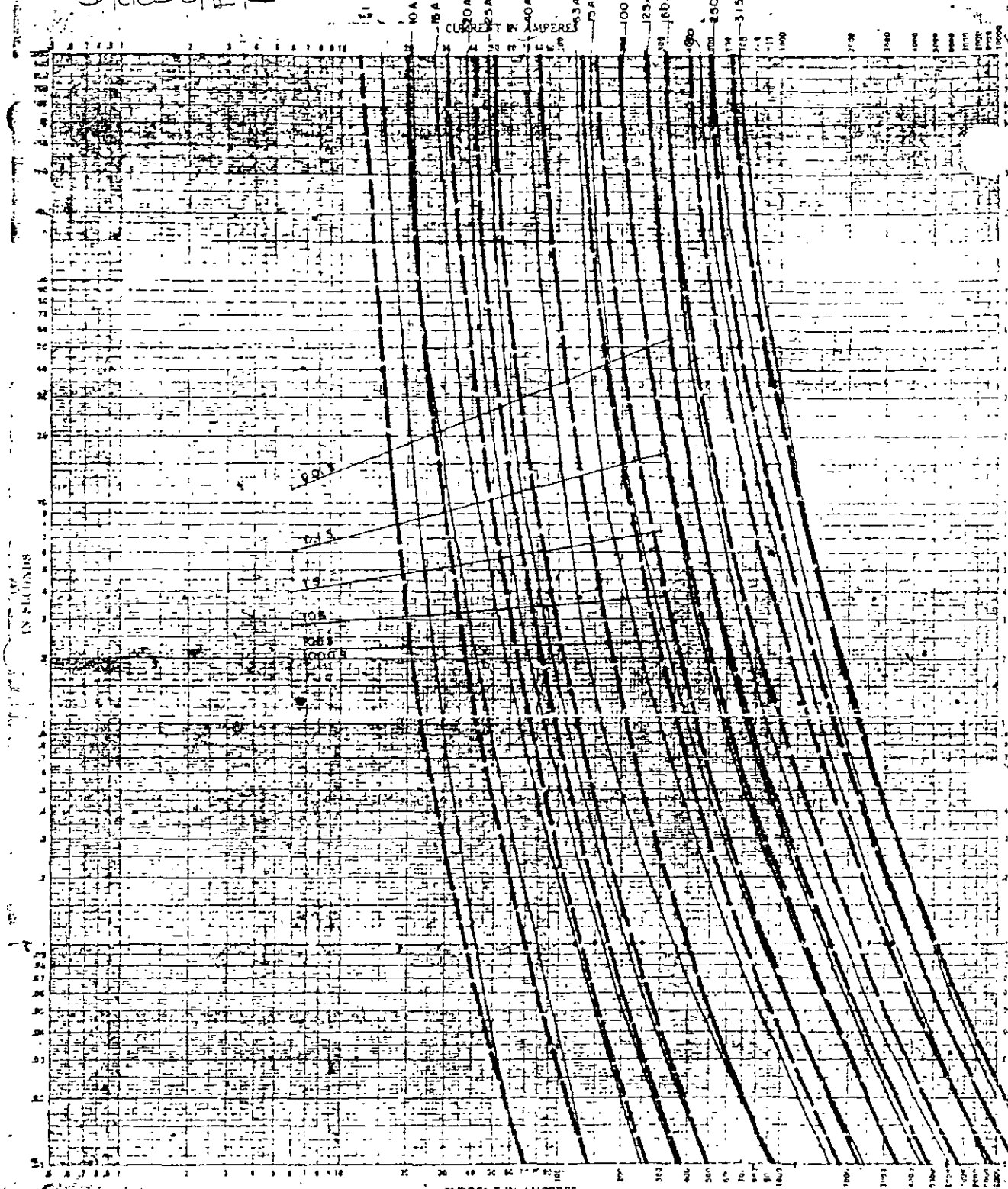
Curvas Tiempo-Corriente



GENERAL ELECTRIC ESAMEX Corriente 450, 600, 700, 800, 1000 y 1200 Amperes Voltaje 600 Volts C.A. (250 Volts C.D.) Frecuencia De 450-800 Amp. C.D. a 50/60 HZ. De 1000-1200 Amp. 50/60 HZ.	MULTIPLoS DE LA CORRIENTE INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA LINEA K-1200 AMBIENTE COMPENSADO Tipos TKM y THKM (450-1200 Amperes)	Ajustes No tiene ajuste en el tiempo Largo, si instantáneo se ajusta en fábrica en HI.
---	---	---

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP AMBIENTE DE 10-50°C, SIN CAJA

DRIESCHER



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For DRIESCHER FUSES TYPE H-H Fuse Length In

BASIS FOR DATA Standards Dated

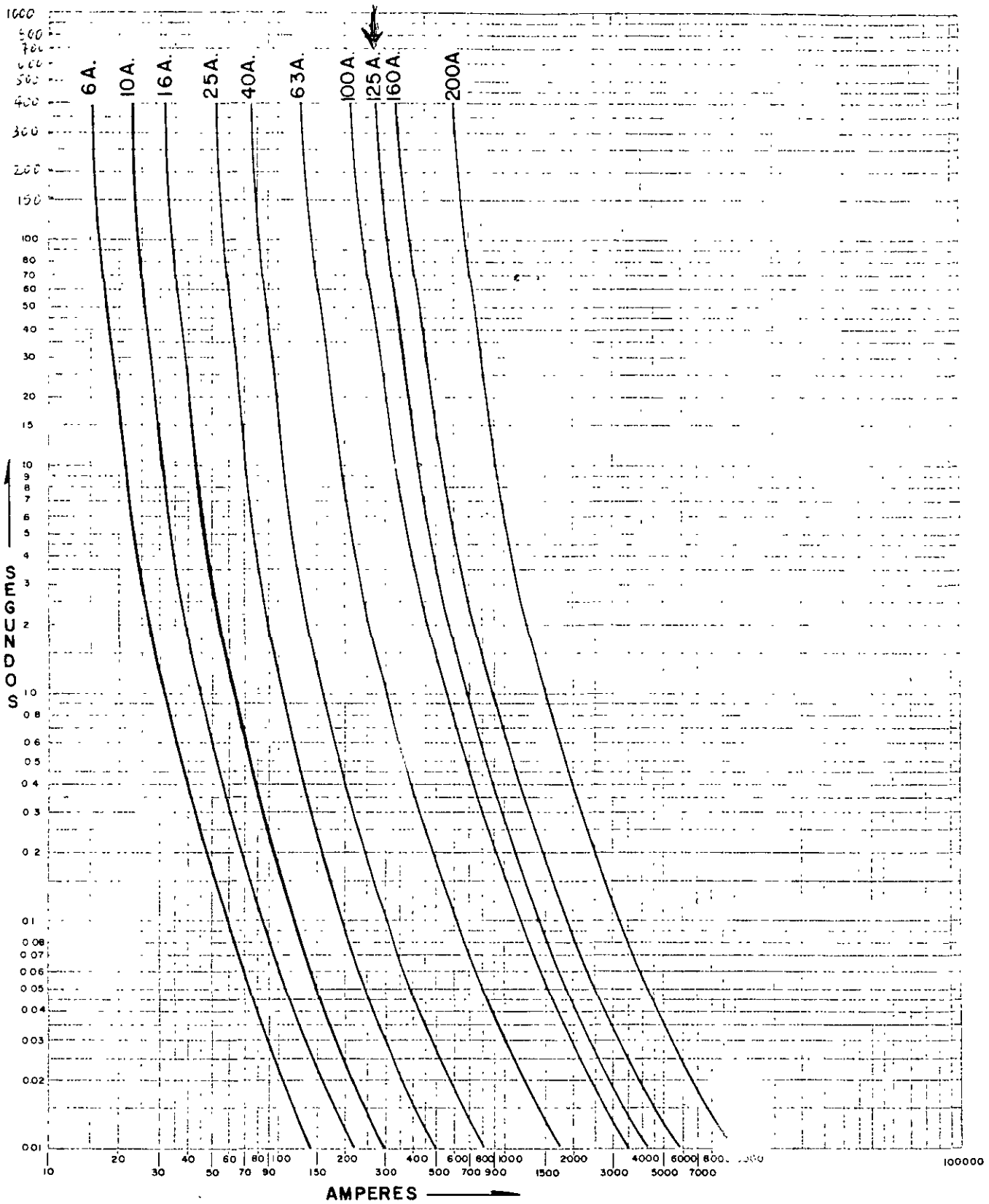
1. Tests made at Volts and at p.l., Starting at 25C with no initial load

2. Curves are plotted to Test points or variations should be

No.
Date NOVEMBRE - 971

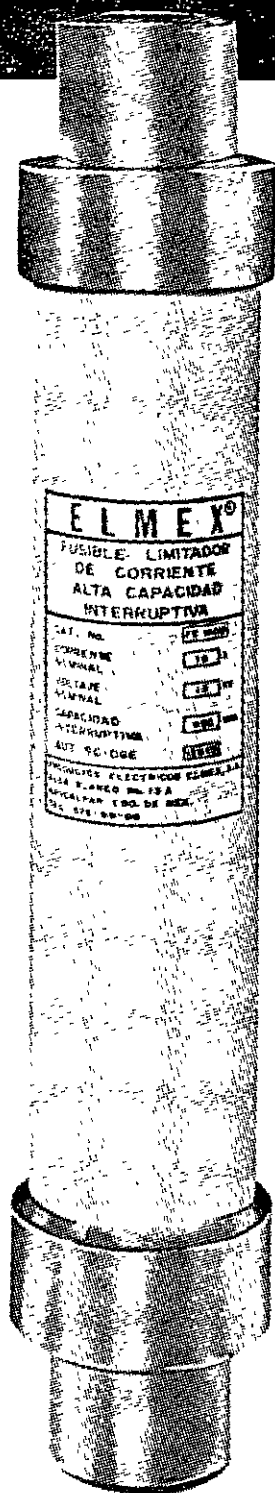
———— CURVA EXPERIMENTAL DEL FABRICANTE.
 - - - - - CURVA CON CORRECCION MATEMATICA

ME TIME-CURRENT CHARACTERISTIC 48 5257
 1000 1/2 1/2 1/2





PRODUCTOS ELÉCTRICOS
ELMEX
S.A. DE C.V.



AUTORIZACION NOM-I

La protección por medio de fusibles se utiliza ampliamente en todo tipo de plantas e instalaciones eléctricas, tanto en alta como en baja tensión, ya que constituyen una forma muy económica y segura de protección teniendo las siguientes ventajas sobre otros tipos de desconexión:

- Limitan el valor de la corriente de corto circuito. Esto es de gran importancia para la seguridad y economía de la planta, ya que reduce los esfuerzos mecánicos y térmicos en los aisladores, conductores, soportes, barras y equipos eléctricos durante una falla.
- La corriente de impacto de corto circuito nunca llega a alcanzarse debido a la rapidez con que opera el fusible, en tanto que siempre se alcanza cuando se utiliza protección por medio de interruptores.
- Su alta capacidad interruptiva, mayor a la de cualquier otro medio de protección.

A fin de poder seleccionar el fusible adecuado a las características y comportamiento del equipo o red a proteger, es necesario poder estimar la corriente limitadora y la calibración adecuada, esto se logra con ayuda de las gráficas, las cuales se obtuvieron en pruebas efectuadas a fusibles ELMEX que se ajustan a las normas VDE y CEI.

La gráfica Número 2, proporciona las corrientes limitadoras de los circuitos ELMEX graficadas contra las corrientes de corto circuito disponible de la red, la corriente limitadora de un fusible, es el valor pico de la corriente efectivamente cortada. En el caso de una prueba esta se observa en el oscilograma, para el caso de una predeterminación, puede tomarse de las gráficas de características de los fusibles.

La gráfica Número 1, que corresponde a las curvas de fusión de los fusibles, es la más utilizada en la práctica, pues representa la relación que existe entre el tiempo de fusión de los fusibles con respecto a la corriente de la red, tanto en condiciones normales como en caso de sobrecorrientes y corto circuitos. Esta basada en la ecuación $I^2 t = K$ (constante) ley que se aplica a las condiciones de calentamiento de un conductor durante intervalos muy cortos de tiempo, ya sea con corriente alterna o corriente directa.

Existen múltiples criterios para seleccionar los fusibles adecuados cuando se trata de proteger transformadores. ELMEX considera que el criterio más reciente y mejor soportado es el siguiente:

- Calcular la corriente de carga del transformador, de acuerdo a la capacidad instalada (I_c)
- Multiplicar este valor por 12 y buscar en la gráfica Número 1 la calibración más cercana al punto de intersección de $12(I_c)$ y 0.1 seg.

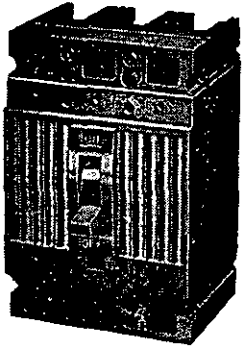
Otro medio de selección de fusibles se muestra en la tabla de calibraciones recomendadas para diferentes potencias y voltajes de transformadores.

Fusibles para alta tensión alta capacidad interruptiva

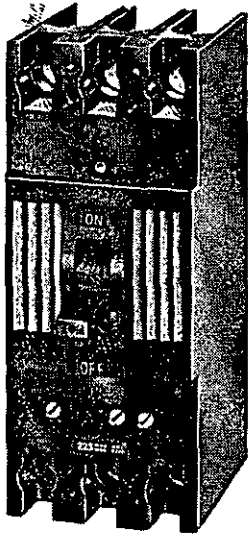
INFORMACION TECNICA

•Características de disparo.

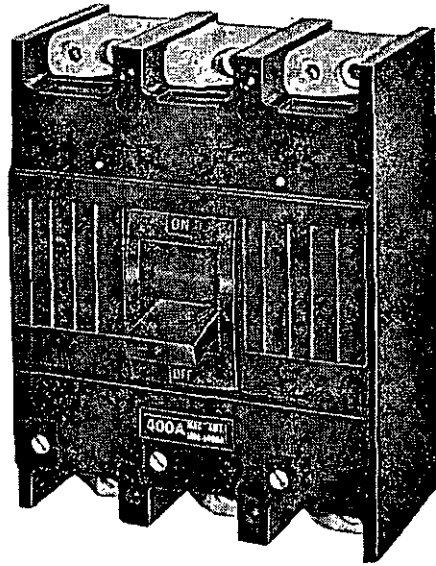
Curvas Tiempo Corriente.



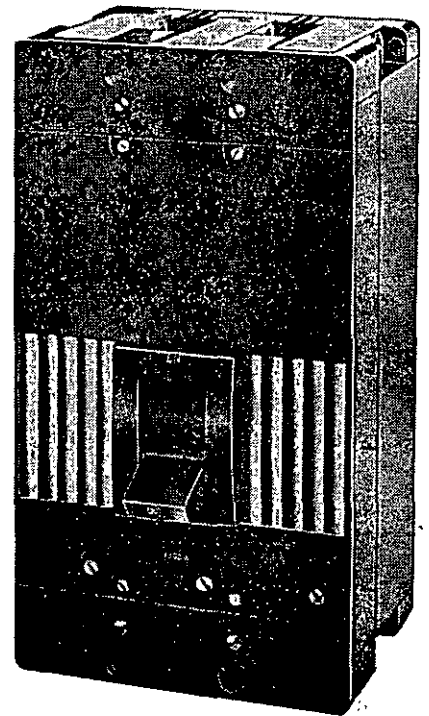
**LINEA E,
MARCO DE
100 AMP.**



**LINEA F,
MARCO DE
225 AMP.**

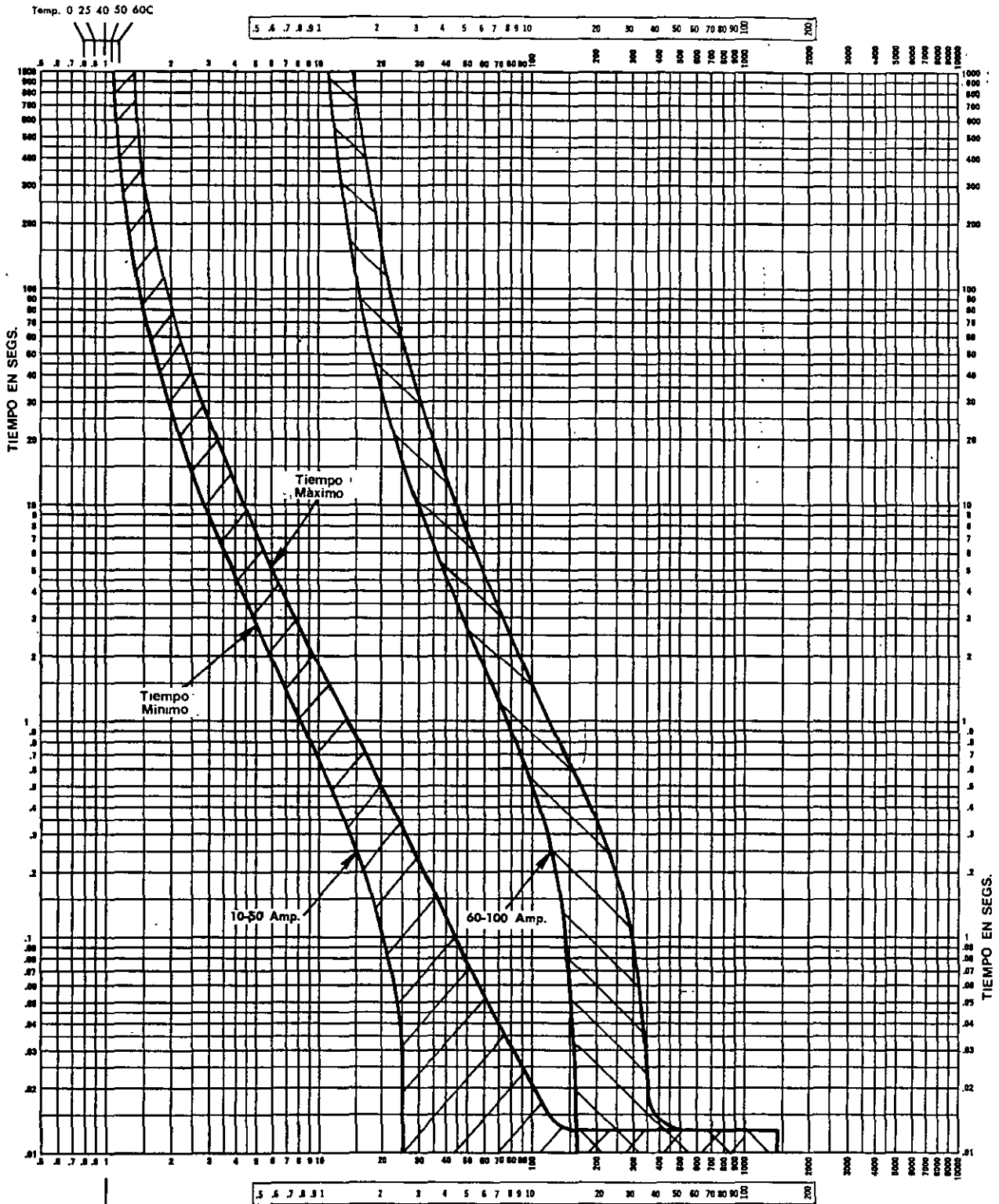


**LINEA J,
MARCO DE 400 AMP.**



**LINEA K,
MARCO DE 1,200 AMP.**

Curvas Tiempo-Corriente



GENERAL ELECTRIC
ESAMEX

Corriente
 15, 20, 30, 40, 50, 70, 90 y 100 Amperes

Voltaje
 240 Volts, A.C. (125/250 Volts C.D.)

Frecuencia
 c.o. 60/60 HZ.

MULTIPLoS DELA CORRIENTE
INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA

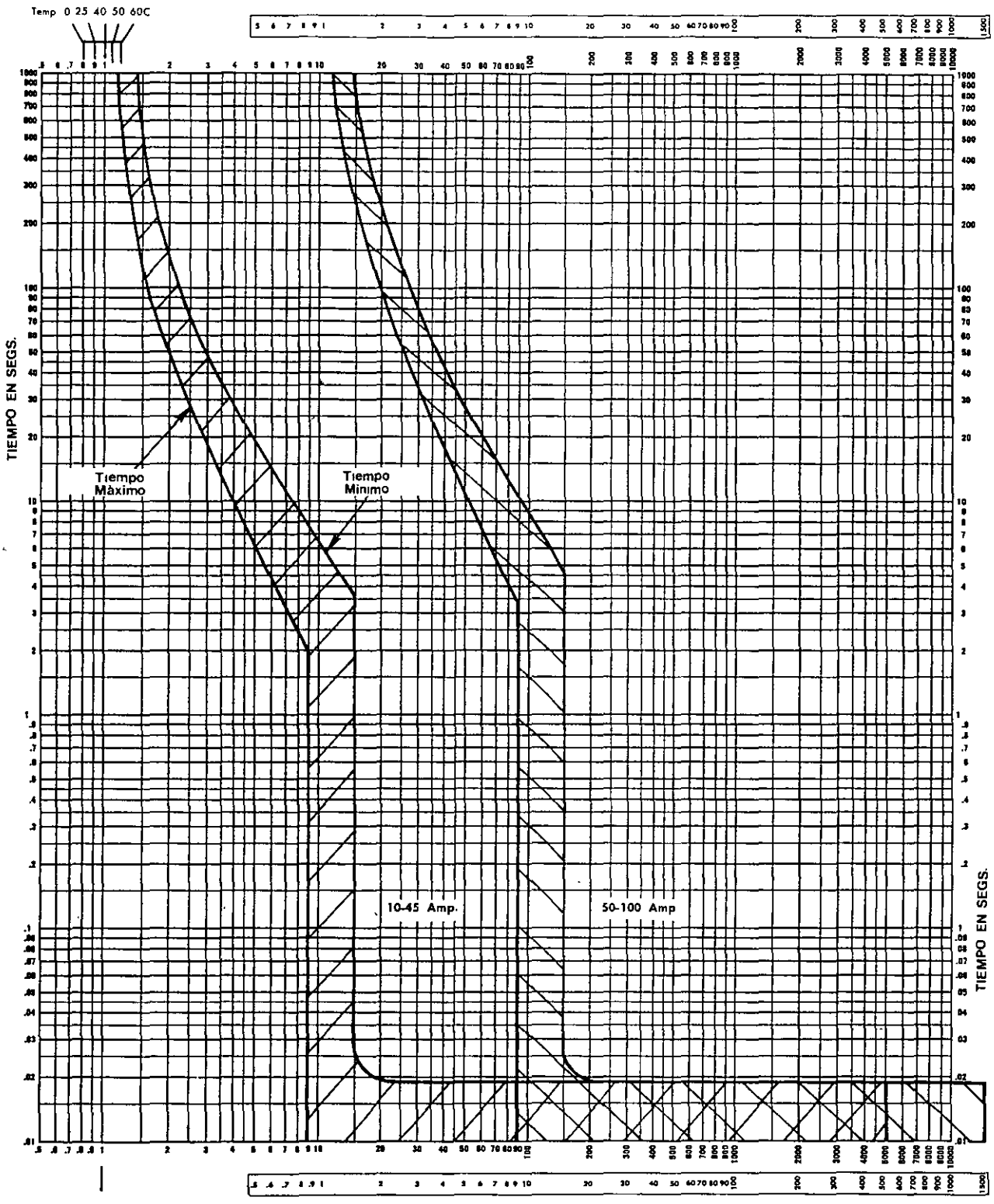
LINEA E-100
 CAJA COMPENSADA

Tipo TE
 Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes

No tiene ajuste ni en el tiempo Largo ni en el Instantáneo

Curvas Tiempo-Corriente

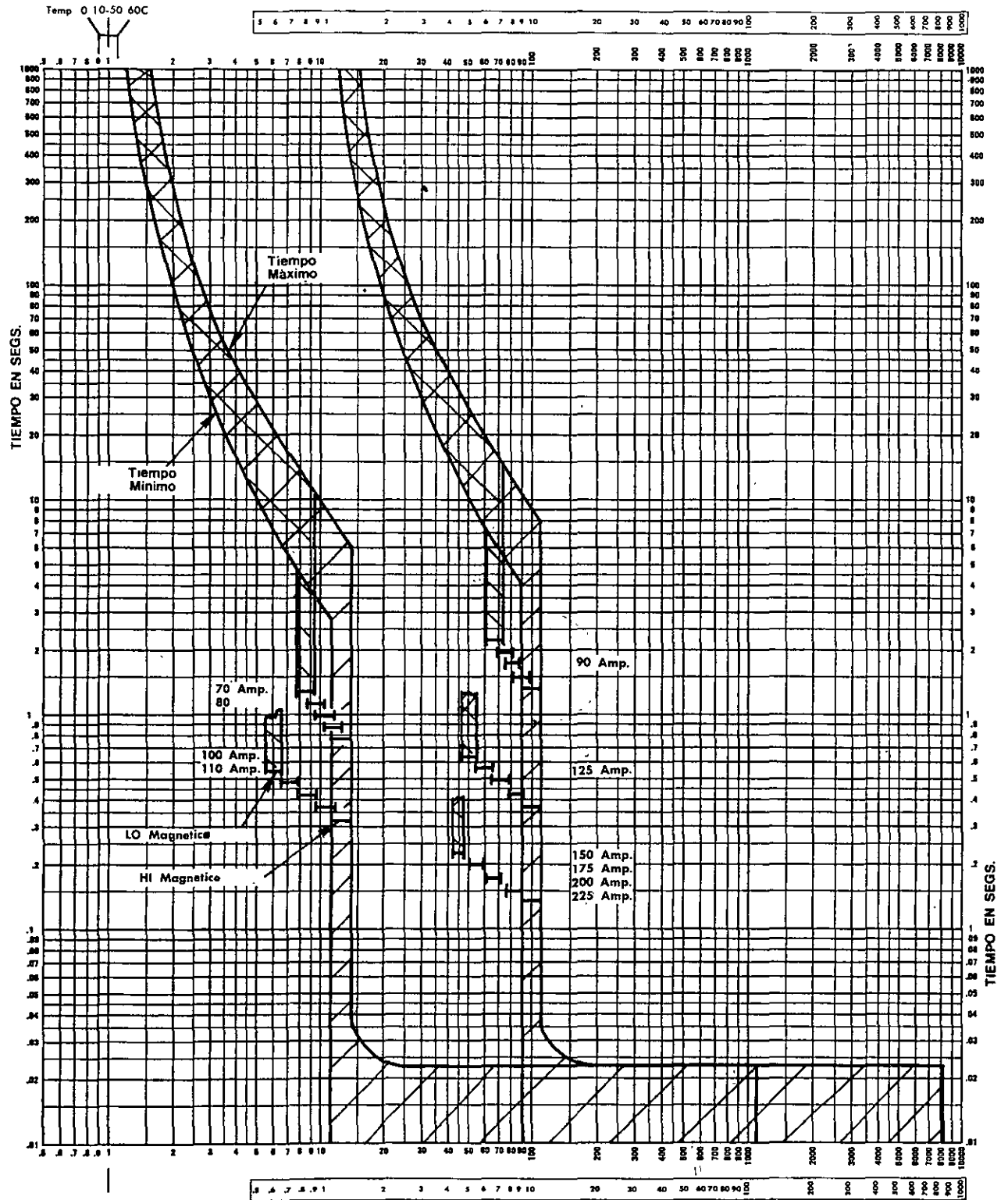


MULTIPLoS DE LA CORRIENTE

<p>GENERAL ELECTRIC ESAMEX Corriente 18, 20, 30, 40, 50, 70, 90 y 100 Amperes Voltaje 480 Volta, C.A. (250 Volta C.D.) Frecuencia C.D. 6 50/60 HZ.</p>	<p>INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA LINEA E-100 CAJA COMPENSADA Tipos TEF y THEF Tiempo Largo e Instantáneo</p>	<p>Ajustes No tiene ajuste ni en el tiempo Largo ni en el Instantáneo</p>
---	--	--

LA CURVA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 40°C, SIN CAJA

Curvas Tiempo-Corriente



GENERAL ELECTRIC
ESAMEX
 Corriente
 70, 90, 100, 125, 150, 175,
 200, y 225 Amperes
 Voltaje
 600 Volts, C.A., (250 Volts C.D.)
 Frecuencia
 C.D. 6 50/60 HZ.

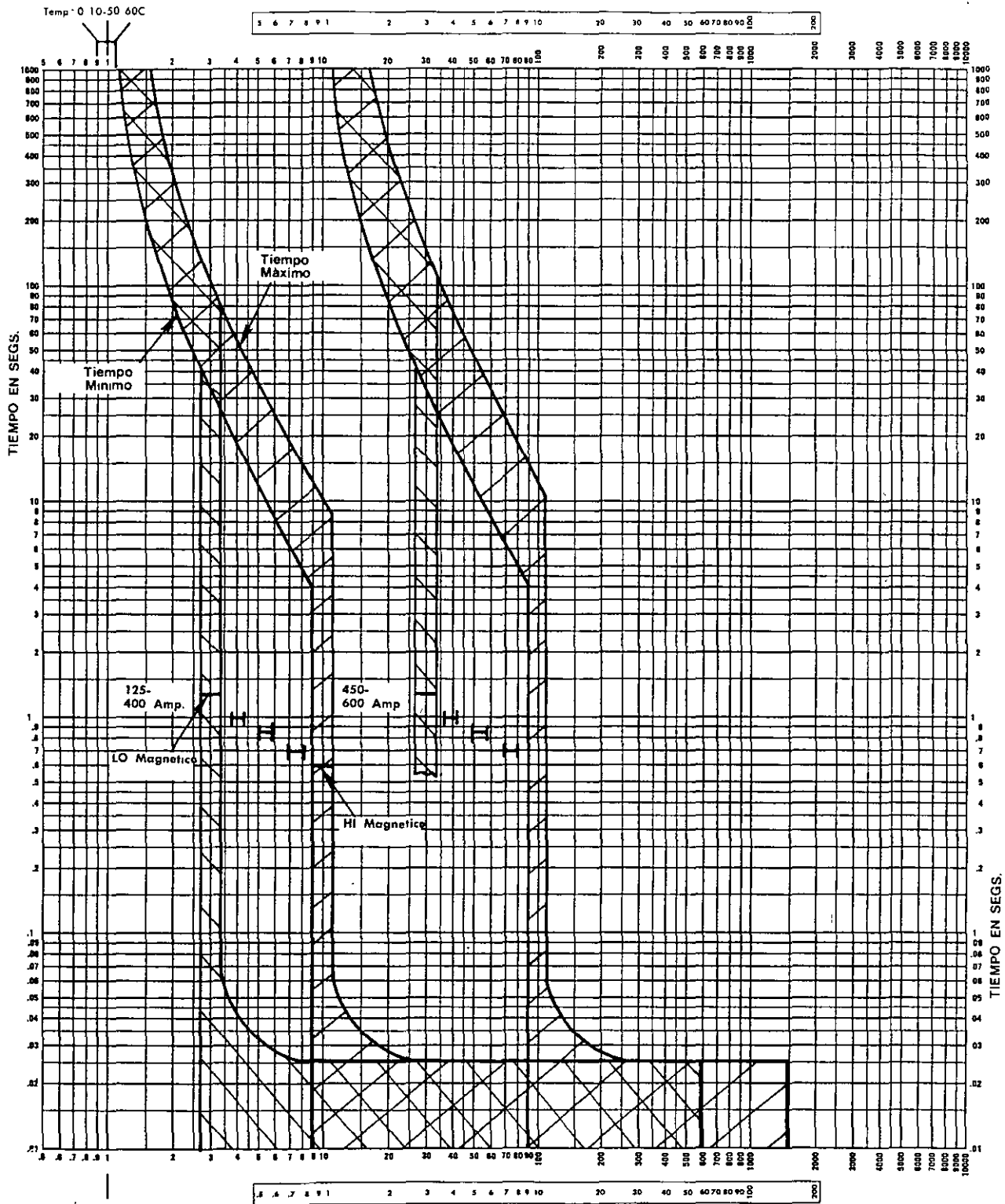
MULTIPLoS DE LA CORRIENTE

INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA
LINEA F-225
 AMBIENTE COMPENSADO
 Tipos TFK y THFK
 Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes
 No tiene ajuste en el tiempo Largo, el Instantáneo se ajusta en fábrica en HI.

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 10-50°C, SIN CAJA

Curvas Tiempo-Corriente



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE

INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

LINEA J-400

AMBIENTE COMPENSADO

Tipos (400 Amp. Máx.), TJK y THJK

Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes

No tiene ajuste en el tiempo Largo, el Instantáneo se ajusta en fábrica en HI.

GENERAL ELECTRIC

ESAMEX

Corriente

125, 150, 175, 200, 225, 250
300, 350 y 400 Amperes.

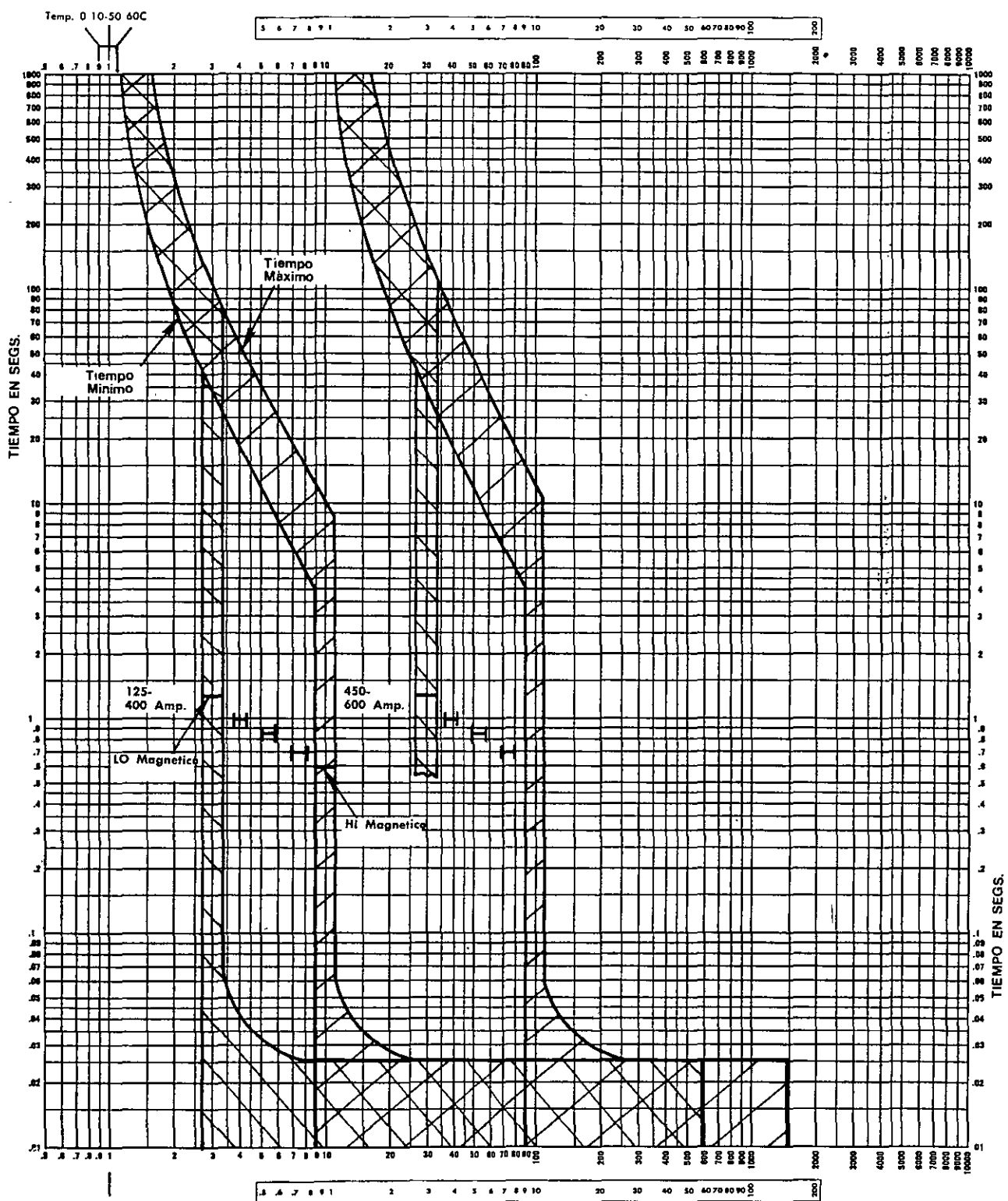
Voltaje

600 Volts, C.A. (250 Volts C.D.)

Frecuencia
C.D. ó 50/60 HZ.

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP AMBIENTE DE 10-50°C, SIN CAJA

Curvas Tiempo-Corriente



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE



Corriente
125, 150, 175, 200, 225, 250
300, 350 y 400 Amperes.

Volteje
600 Volts, C.A. (250 Volts C.D.)

Frecuencia
C.D. 60/60 HZ.

INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

LINEA J-400

AMBIENTE COMPENSADO

Tipos (400 Amp. Máx.), TJK y THJK

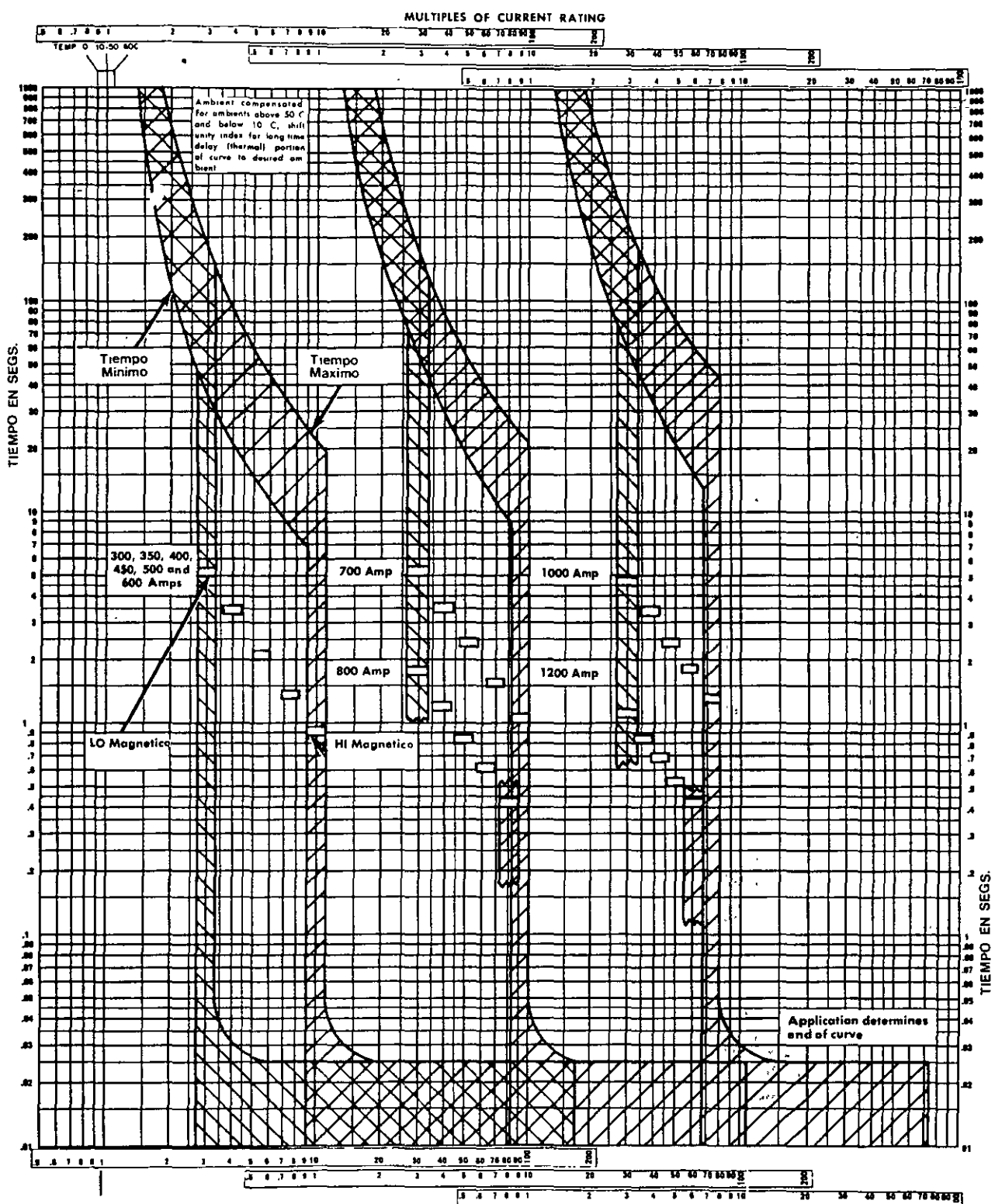
Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes

No tiene ajuste en el tiempo Largo, el Instantáneo se ajusta en fábrica en HI.

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 10-50°C, SIN CAJA

Curvas Tiempo-Corriente



Corriente
450, 600, 800, 1000 y 1200 Amperes

Voltaje
600 Volt C.A. (250 Volt C.D.)

Frecuencia
De 450-800 Amp, C.D. 6 50/60 HZ.
De 1000-1200 Amp, 50/60 HZ.

MULTIPLS DE LA CORRIENTE INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

LINEA K-1200

AMBIENTE COMPENSADO
Tipos TKM y THKM (450-1200 Amperes)

Ajustes

No tiene ajuste en el tiempo Largo, el Instantáneo se ajusta en fábrica en HI.

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 10-50°C, SIN CAJA.

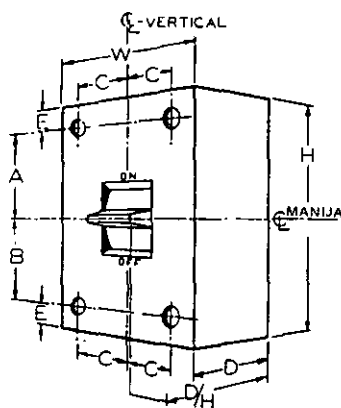
INSTRUCCIONES PARA ESPECIFICAR

El interruptor de caja moldeada debe ser un dispositivo que interrumpa un circuito, debe operar manualmente para operaciones de switcheo normales y automáticamente bajo condiciones de sobre carga o de corto circuito. Debe proporcionar protección al circuito, así como a sí mismo cuando se aplica correctamente. Funciones de control y señalización pueden ser incorporadas mediante el uso de diversos accesorios.

El mecanismo de disparo debe ser de disparo libre, de tal manera que los contactos no puedan ser mantenidos en posición de cerrados durante un corto circuito. La manija de operación debe operar simultáneamente todos los polos de que disponga el interruptor. Estos interruptores deben de estar de acuerdo a las ultimas normas aplicables. Cada interruptor debe tener una unidad de disparo termomagnética, esta unidad debe consistir en un elemento térmico (bi-metal) para protección de sobrecarga con una característica de tiempo inverso, así como un elemento instantáneo (magnético) para la protección de corto circuito. Cada polo debe llevar una unidad de disparo termomagnética la (s) cual(es) deben de actuar sobre una barra de disparo común que abra todos los polos en caso de existir una condición de sobre carga o corto circuito en cualquiera de estos.

Los interruptores van a ser usados en (tableros de alumbrado), (tableros de distribución), (tableros de fuerza), (centros de control para motores), hasta a amperes, volts amperes de corto circuito simetricos disponibles, deben ser de (uno), (dos), (Tres) polos, de la línea (TQL), (TQB), (E100), (F225), (J400) (K1200), marca GENERAL ELECTRIC.

DIMENSIONES



Tipo de interruptor	Polos	Dimensiones en milímetros y pulgadas							
		W	H	D	D/MAX (Máx)	A	B	C	E
E100 TE TEF THEF	1	34.9 1-3/8	160.3 6-5/16	80.9 3-3/16	103.9 4-3/32	67.1 2-41/64	56.7 2-15/16		18.2 23/32
	2,3	104.8 4-1/8	160.3 6-5/16	80.9 3-3/16	103.9 4-3/32	67.1 2-41/64	56.7 2-15/64	17.5 11/16	18.2 23/32
F225 TFK, THFK	2,3	104.8 4-1/8	257.2 10-1/8	80.9 3-3/16	139.7 5-1/2	98.4 3-7/8	98.4 3-7/8	17.5 11/16	30.2 1-3/16
J400 TJK, THJK	2,3	209.6 8-1/4	257.2 10-1/8	96.8 3-13/16	139.7 5-1/2	100.0 3-15/16	96.8 3-13/16	34.9 1-3/8	30.2 1-3/16
K1200 TKM, THKM	2,3	209.6 8-1/4	393.7 15-1/2	139.7 5-1/2	180.9 7-1/8	217.5 8-9/16	144.5 5-11/16	34.9 1-3/8	15.9 5/8

NOTA:

Los interruptores de caja moldeada están diseñados para trabajar en cualquier posición, inclusive invertidos, para facilitar cualquier tipo de aplicación.

INTERRUPTORES AUTOMATICOS EN CAJA MOLDEADA

GUIA PARA SELECCION RAPIDA

Tipo de Interruptor	Cap. Nom. Amp.	No. de Polos	Volt. Nom. Max.		Capacidades Nominales de Interrupción registrada en los Lab. de las Cías. de Seg - Amperes Efectivos Simétricos								
			C.A.	C.D.	C.A.					C.D.			
					120/240	240	277	480	600	125	250		
0.200	TQL, TQAL, TQB	10-50	1	120/240		5,000							
		10-100	2	120/240		5,000							
		10-100	2	240			5,000						
		10-100	3	240			5,000						
	THQL, THQAL, THQB	10-50	1	120/240		10,000							
		10-100	2	120/240		10,000							
		10-100	2	240			10,000						
		10-100	3										
E100	TE	15-100	1	120	125	10,000					5,000		
		15-100	2-3	240	250		10,000					5,000	
	TEF	15-100	1	277	125			14,000			10,000		
		15-100	2	480	250		18,000		14,000			10,000	
		15-100	2	600	250		18,000		14,000	14,000		10,000	
		15-100	3	480	250		18,000		14,000			10,000	
		15-100	3	600	250		18,000		14,000	14,000		10,000	
	THEF	15-30	1	277	125			65,000				20,000	
		15-100	2	480	250		65,000		25,000			20,000	
		15-100	2	600	250		65,000		25,000	18,000		20,000	
		15-100	3	480	250		65,000		25,000			20,000	
		15-100	3	600	250		65,000		25,000	18,000		20,000	
F225	TFJ, TFK	70-225	2	600	250		25,000		22,000	22,000		10,000	
		70-225	3				25,000		22,000	22,000			
	THFK	70-225	2	600	250		65,000		25,000	22,000		20,000	
		70-225	3				65,000		25,000	22,000			
J400	TJJ, TJK4	125-400	2	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		125-400	3				42,000		30,000	22,000			
	THJK4	125-400	2	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		125-400	3				65,000		35,000	25,000			
K 1200	TKM8	300-800	2	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		300-800	3				42,000		30,000	22,000			
	TKM12	600-1200	2, 3	600			42,000		30,000	22,000			
	THKM8	300-800	2	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		300-800	3				65,000		35,000	25,000			
	THKM12	600-1200	2, 3	600			65,000		35,000	25,000			

CORRIENTES PROMEDIO DE MOTORES A PLENA CARGA

MOTOR CPC

Motor GE abierto, factor de servicio 1.15, servicio continuo

Hasta 200 HP, trifásico

10 HP, monofásico

Hasta 2 HP, D-c

NOTA. La información proporcionada está basada en las corrientes aproximadas a plena carga de los motores GE estándar, tipo abierto, con factor de servicio de 1.15, para servicio continuo. La corriente a plena carga de motores similares de otros fabricantes puede variar considerablemente. Por lo tanto, siempre que sea posible, use la corriente real a plena carga dada en la placa de datos.

Motores bifásicos, 60 c/s. La corriente a plena carga de los motores bifásicos es 0.87 veces la corriente a plena carga de los trifásicos. Para los motores bifásicos de tres hilos la corriente del hilo común es 1.23 veces la trifásica a plena carga.

Corriente para motores trifásicos de 60 c/s. (Para los nuevos tamaños de armazón, salvo indicación en contra).

HP del motor	Velocidad RPM	Corriente a plena carga en Amp			HP del motor	Velocidad RPM	Corriente a plena carga en Amp.			HP del motor	Velocidad RPM	Corriente a plena carga en Amp.		
		220 V	440 V	550 V			220 V	440 V	550 V			220 V	440 V	550 V
1/4	1800	1.1	7 1/2	3600	19.6	9.8	7.8	50	3600	125	62.5	50.0
	1200	1.5		1800	20.7	10.4	8.3		1800	125	62.5	50.0
	900*	1.7		1200	21.5	10.8	8.6		1200	126	63.0	50.4
1/3	3600	1.2	10	900	24.4	12.2	9.8	60	900	131	65.5	52.4
	1800	1.5		3600	25.7	12.9	10.3		1800	145	72.5	58.0
	1200	1.6		1800	26.5	13.2	10.6		1200	143	71.5	57.2
1/2	3600	1.6	15	900	27.5	13.8	11.0	75	3600	151	75.5	60.5
	1800	1.9		1200	32.3	16.2	12.9		1800	151	75.5	60.5
	1200	2.2		600	40.0	20.0	16.0		1200	155	77.5	62.0
3/4	3600	2.6	20	3600	38.4	19.2	15.4	100	600*	173	86.5	69.2
	1800	2.6		1800	38.6	19.3	15.5		3600	186	93.0	74.5
	1200	3.0		1200	39.8	19.9	16.0		1800	184	92.0	73.6
1	3600	3.0	1.5	1.2	25	900	45.6	22.8	18.3	125	1200	188	94.0	75.2
	1800	3.2	1.6	1.3		600	54.0	27.0	21.6		900*	202	101	80.8
	1200	3.8	1.9	1.5		3600	48.9	24.5	19.6		600*	207	104	82.7
1 1/2	3600	4.6	2.3	1.8	30	1800	50.9	25.5	20.4	150	3600	246	123	98.3
	1800	5.0	2.5	2.0		1200	53.2	26.6	21.3		1800	245	123	98.0
	1200	5.4	2.7	2.2		900	56.8	28.4	22.7		1200*	252	126	100
2	3600	6.2	3.1	2.5	40	600	69.0	34.5	27.6	200	900*	260	130	104
	1800	6.0	3.0	2.4		3600	59.8	29.9	23.9		600*	272	136	108
	1200	7.0	3.5	2.8		1800	63.9	32.0	25.6		3600	...	156	125
3	3600	7.8	3.9	3.1	50	900	68.8	34.4	27.5	250	1800	...	146	117
	1800	8.2	4.1	3.3		1200	63.4	31.7	25.4		1200*	...	161	129
	1200	9.0	4.5	3.6		600	78.0	39.0	31.2		900*	...	156	125
5	3600	10.4	5.2	4.3	70	3600	73.8	36.9	29.5	300	600*	...	170	136
	1800	9.6	4.8	3.8		1800	75.2	37.6	30.2		3600	...	183	146
	1200	10.4	5.2	4.3		1200	75.0	37.5	30.0		1800*	...	198	158
10	3600	13.6	6.8	5.4	100	900	81.6	40.8	32.6	400	1200*	...	194	155
	1800	14.2	7.1	5.7		600	91.0	45.5	36.4		900*	...	185	148
	1200	15.2	7.6	6.1		3600	87.1	43.6	38.9		600*	...	170	136
20	3600	16.6	8.3	6.6	200	1800	102	51.0	40.8	500	3600	...	240	192
	1800	14.2	7.1	5.7		1200	103	51.5	41.2		1800*	...	235	188
	1200	15.2	7.6	6.1		900	108	54.0	43.2		1200*	...	242	193
30	3600	16.6	8.3	6.6	300	600*	113	55.5	45.2	600	900*	...	246	197
	1800	14.2	7.1	5.7		3600	87.1	43.6	38.9		3600	...	240	192
	1200	15.2	7.6	6.1		1800	102	51.0	40.8		1800*	...	235	188

* Tamaño de la Armazón antigua.

Motores monofásicos de 60 c/s de arranque por capacitor

Hp	Velocidad RPM	VOLTS		Hp	Velocidad RPM	VOLTS		Hp	Velocidad RPM	VOLTS	
		127	220			127	220			127	220
1/4	1800	3.4	1.7	3/4	3600	11.2	5.6	2	3600	22.0	11.0
	1200*	4.0	2.0		1800	10.8	5.4		1800	24.0	12.0
	850	5.6	2.8		1200	10.6	5.3		1200	28.0	14.0
1/4	1800	5.2	2.6	1	3600	13.4	6.7	3	3600	30.4	15.2
	1200	5.8	2.9		1800	12.6	6.3		1800	34.0	17.0
	1200	5.8	2.9		1200	12.6	6.3		1200	35.0	17.5
1/3	3600	6.8	3.4	1 1/2	3600	16.6	8.3	5	3600	47.2	23.6
	1800	5.6	2.8		1800	19.0	9.5		1800	...	22.5
	1200	7.4	3.7		1200	21.8	10.9		3600	...	30.0
1/2	3600	7.0	3.5	7 1/2	3600	10	3600	...	30.0
	1800	7.8	3.9		1800		1800	...	33.0
	1200	9.4	4.7		1200		1800	...	39.5

Corriente directa

Hp	VOLTS		
	115	230	550
1/4	1.8	0.9	0.4
1/4	2.7	1.35	0.6
1/3	3.5	1.75	0.7
1/2	4.8	2.4	1.0
3/4	6.6	3.3	1.4
1	8.5	4.25	1.8
1 1/2	12.4	6.2	3.1
2	16.0	8.0	3.4

Para 208 volts, 60 c/s, multiplique por 1.06 el valor a 220 volts, 60 c/s.
Para 480 volts, 60 c/s, multiplique por .92 el valor a 440 volt, 60 c/s.



Selección de elementos térmicos para relevadores de sobre carga (Para controles de apertura en aire)

Para seleccionar los elementos térmicos de los motores con un factor de servicio de 1.15, use la corriente real* del motor a plena carga y tome el número de catálogo del elemento térmico en la tabla correspondiente. Para otros motores, use los multiplicadores de la tabla de conversión de factor de servicio.

Ej: Corriente del motor 1.2 amperes, factor de servicio 1.15

Arrancador CR106. Tamaño 0, en caja

Selección elemento térmico CR123 C1.48A

Ej: Corriente del motor 1.2 amperes, factor de servicio 1.00

Arrancador CR106. Tamaño 0, en caja.

Selección elemento térmico CR123 C1.31A

(Los relevadores de sobre carga para los arrancadores y controles tamaño 5 pueden seleccionarse directamente en la "Tabla de Selección", sin tener que usar la tabla de conversiones)

Cómo seleccionar los fusibles

Proteja los circuitos derivados para motores según las tablas del Código Nacional Eléctrico. En ningún caso la capacidad del fusible debe exceder a cuatro veces la corriente plena del motor en arrancadores magnéticos, y 3.5 veces en arrancadores manuales.

Tabla de conversión del Factor de Servicio

Tipo del motor (de C A)	Abierto, de uso general, factor de servicio 1.15	Totalmente cerrado, o totalmente cerrado con ventilación Factor de servicio 1.00				
		Cont.	1 Hr.	30 Min	15 Min	5 Min.
Multiplicar Amps Motor por →	Use los valores de las tablas	0.90	0.80	0.75	0.70	0.60

ELEMENTOS TERMICOS PARA ARRANCADORES A TENSION PLENA

La selección del elemento térmico depende, además de la corriente del motor, del tipo de caja del arrancador. Debe de usarse la siguiente tabla, para determinar qué columna usar en las tablas subsiguientes para elegir el elemento térmico. Haga su selección en el siguiente orden: el arrancador primero, el tipo NEMA de caja, después, y finalmente la columna (A o B) que debe de usarse en la tabla correspondiente al tamaño NEMA del arrancador.

Arrancador	Caja NEMA	Usese la columna	Cantidad de elementos térmicos requeridos
CR106 CR106 CR107, CR108	Abierto, 4, 7, 9 1, 12, Embutido (todos)	A B B	2† 2† 2
CR109 CR109	Abierto, 4, 7, 9 1, 12	A B	2 reversibles 4 dos velocidades 2-reversibles
CR110, CR111 CR160 C	(todos) (todos)	A B	4 dos velocidades 2 reversibles 4 dos velocidades

† Se requiere una pieza en los modelos monofásicos

Factores de conversión para motores 1 HP o menores. (Factor de servicio 1.15)

Capacidad en HP	1	3/4	1/2	1/3	1/4
Multiplicar Amps. del Motor por →	1.1	1.1	1.1	1.15	1.15

Equivalencias entre Nos. de Cat. anteriores y actuales

No. de Cat anterior	No. de Cat actual
81D228	CR123 C0.36A
81D224	CR123 C0.39A
81D225	CR123 C0.43A
81D230	CR123 C0.48A
81D525	CR123 C0.54A
81D231	CR123 C0.60A
81D526	CR123 C0.66A
81D527	CR123 C0.71A
81D233	CR123 C0.78A
81D528	CR123 C0.87A
81D529	VR123 C0.97A
81D530	CR123 C1.09A
81D531	CR123 C1.18A
81D238	CR123 C1.31A
81D532	CR123 C1.48A
81D533	CR123 C1.63A
81D534	CR123 C1.84A
81D535	CR123 C1.96A
81D536	CR123 C2.20A
81D537	CR123 C2.39A
81D538	CR123 C2.68A
81D539	CR123 C3.01A
81D540	CR123 C3.25A
81D541	CR123 C3.56A
81D542	CR123 C3.79A
81D543	CR123 C4.19A
81D544	CR123 C4.66A
81D545	CR123 C5.26A
81D546	CR123 C5.92A
81D547	CR123 C6.30A
81D548	CR123 C6.95A
81D549	CR123 C7.78A
81D550	CR123 C8.67A
81D551	CR123 C9.55A
81D553	CR123 C10.4B
81D554	CR123 C11.3B
81D555	CR123 C12.5B
81D556	CR123 C13.7B
81D557	CR123 C15.1B
81D267	CR123 C16.3B
81D256	CR123 C18.0B
81D558	CR123 C19.8B
81D559	CR123 C21.4B
81D560	CR123 C22.8B
81D561	CR123 C25.0B
81D562	CR123 C27.3B
81D268	CR123 C30.3B
81D269	CR123 C33.0B
81D266	CR123 C36.6B
81D263	CR123 C40.0B
81D580	CR123 F24.3B
81D581	CR123 F27.0B
81D582	CR123 F30.0B
81D583	CR123 F32.7B
81D584	CR123 F35.7B
81D585	CR123 F39.5B
81D586	CR123 F43.0B
81D587	CR123 F48.7B
81D588	CR123 F56.7B
81D589	CR123 F61.4B
81D590	CR123 F65.8B
81D591	CR123 F71.9B
81D592	CR123 F77.2B
81D593	CR123 F84.8B
81D594	CR123 F91.4B
81D595	CR123 F104C
81D596	CR123 F114C
81D597	CR123 F118C
81D598	CR123 F133C
81D599	CR123 F149C

Los elementos térmicos listados son intercambiables eléctrica y dimensionalmente.

TAMAROS NEMA 00, 0 y 1

TAMARO NEMA 2

TAMARO NEMA 4

Corriente del motor a plena carga en amperes		Elemento térmico No. de catálogo	Corriente del motor a plena carga en amp		Elemento térmico No. de catálogo	Corriente del motor a plena carga en amperes		Elemento térmico No. de catálogo
A	B		A	B		A	B	
0.33	0.31	CR123 C0.36A	6.63	6.89	CR123 C6.95A	37.8	34.3	CR123 F39.5B
0.37	0.34	CR123 C0.39A	7.59	7.76	CR123 C7.78A	42.6	38.9	CR123 F43.0B
0.41	0.38	CR123 C0.43A	8.39	8.63	CR123 C8.67A	49.8	45.3	CR123 F48.7B
0.46	0.43	CR123 C0.48A	9.20	9.53	CR123 C9.55A	54.2	49.0	CR123 F56.7B
0.52	0.47	CR123 C0.54A	9.93		CR123 C10.4B	59.0	52.6	CR123 F61.4B
0.57	0.52	CR123 C0.60A						
0.61	0.56	CR123 C0.66A	11.2	10.7	CR123 C11.3B	65.5	57.4	CR123 F65.8B
0.67	0.62	CR123 C0.71A	12.5	11.7	CR123 C12.5B	70.8	61.6	CR123 F71.9B
0.75	0.69	CR123 C0.78A	14.1	12.8	CR123 C13.7B	79.1	67.8	CR123 F77.2B
0.84	0.77	CR123 C0.87A	15.5	14.3	CR123 C15.1B	83.6	73.0	CR123 F84.8B
0.94	0.87	CR123 C0.97A	17.4	16.1	CR123 C16.3B	92.9	83.1	CR123 F91.4B
1.03	0.94	CR123 C1.09A				100	94.7	CR123 F104C
1.14	1.04	CR123 C1.18A	19.8	17.9	CR123 C18.0B	110	110	CR123 F114C
1.30	1.18	CR123 C1.31A	21.2	19.3	CR123 C19.8B	124	105	CR123 F118C
1.42	1.30	CR123 C1.48A	22.7	21.4	CR123 C21.4B	133	118	CR123 F133C
1.61	1.47	CR123 C1.63A	24.9	22.6	CR123 C22.8B		133	CR123 F149C
1.72	1.56	CR123 C1.84A	27.3	24.6	CR123 C25.0B			
1.93	1.75	CR123 C1.96A						
2.10	1.90	CR123 C2.20A	29.7	26.7	CR123 C27.3B			
2.34	2.13	CR123 C2.39A	34.2	30.0	CR123 C30.3B			
2.64	2.40	CR123 C2.68A	40.2	34.8	CR123 C33.0B			
2.86	2.60	CR123 C3.01A	45.0	40.1	CR123 C36.6B			
3.13	2.84	CR123 C3.26A		43.3	CR123 C40.0B			
3.32	3.02	CR123 C3.56A		45.0	CR123 C44.0B			
3.68	3.34	CR123 C3.79A						
4.08	3.72	CR123 C4.19A						
4.61	4.20	CR123 C4.66A						
5.21	4.73	CR123 C5.26A						
5.62	5.02	CR123 C5.92A						
6.12	5.55	CR123 C6.30A						
6.83	6.21	CR123 C6.95A	23.1	20.9	CR123 F24.3B	76.2	79.9	CR123 C3.79A
7.70	6.92	CR123 C7.78A	26.3	23.5	CR123 F27.0B	84.2	90.1	CR123 C4.19A
8.48	7.64	CR123 C8.67A	28.5	25.5	CR123 F30.0B	94.6	100	CR123 C4.66A
9.19	8.31	CR123 C9.55A	30.9	27.7	CR123 F32.7B	105	107	CR123 C5.26A
9.92	9.04	CR123 C10.4B	33.8	30.3	CR123 F35.7B	111	114	CR123 C5.92A
11.1	9.99	CR123 C11.3B	36.5	32.8	CR123 F39.5B	122		CR123 C6.30A
12.2	10.9	CR123 C12.5B				137	127	CR123 C6.95A
13.5	12.0	CR123 C13.7B	41.1	37.1	CR123 F43.0B	153	137	CR123 C7.78A
14.6	13.0	CR123 C15.1B	47.6	42.9	CR123 F48.7B	170	147	CR123 C8.67A
16.1	14.3	CR123 C16.3B	52.5	47.0	CR123 F56.7B	185	159	CR123 C9.55A
17.9	15.8	CR123 C18.0B	56.8	50.1	CR123 F61.4B	201	170	CR123 C10.4B
19.3	17.0	CR123 C19.8B	61.9	54.5	CR123 F65.8B			
20.6	18.1	CR123 C21.4B	67.9	58.5	CR123 F71.9B	223	185	CR123 C11.3B
22.6	19.9	CR123 C22.8B				244	202	CR123 C12.5B
24.8	21.8	CR123 C25.0B	75.5	64.1	CR123 F77.2B	266	218	CR123 C13.7B
27.0	24.2	CR123 C27.3B	79.6	68.6	CR123 F84.8B	270	231	CR123 C15.1B
	26.3	CR123 C30.3B	87.9	77.5	CR123 F91.4B		250	CR123 C16.3B
	27.0	CR123 C33.0B	90.0	83.2	CR123 F104C		270	CR123 C18.0B
				90.0	CR123 F114C			

† 60/50 ciclos.

SELECCIO I TR. TERM.

INFORMACION PARA APLICACION INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

EJEMPLO PARA ILUSTRAR:

Supóngase que un interruptor TEF de 480 volts, satisface todas las otras condiciones del circuito y que va determinarse la capacidad de corriente constante cuando se coloque en un tablero con una temperatura ambiente de 40° C. La corriente máxima de carga del circuito es de 50 amperes, localizado al nivel del mar, en un sistema de 60 ciclos. La capacidad de la corriente constante se determina como sigue:

$$\text{Corriente constante} = 50 \times \text{factor A} \times \text{factor B} \times \text{factor C} \times \text{factor D} = 50 \times 1.15 \times 1.00 \times 1.00 \times 1.00 = 57.5 \text{ amperes.}$$

Con este valor deberá usarse el dispositivo de disparo próximo superior a 57.5 amperes, que es de 70 amperes para el interruptor tipo TEF.

Esta selección cumple además con lo establecido en el Código Nacional Eléctrico, pues el interruptor seleccionado es al menos 25% mayor que la corriente máxima de carga (50 amps).

TABLA I FACTORES PARA DISMINUIR CAPACIDAD DE INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

FACTOR A Interruptores en gabinete para diferentes Temperaturas Ambiente

Temperatura Ambiente		Interruptores en caja moldeada, Factor de Multiplicación A				
		Línea E100 240 y 480V TE, TEF, Calibrado 40° C	Línea E100 600V Amb. Comp. a 50° C TEF, THEF	F225, J600, CLB TFJ, TFK, THFK, TJJ, TJK, THJK Amb. Comp. a 50° C	Línea K1200 TKM, THKM Amb. Comp. a 50° C	Línea K1200 TKM, THKM Amb. Comp. a 50° C
C	F	10-100 Amp.		70-600 Amp.	125-800 Amp.	1000-1200 Amp.

En gabinetes individuales, Centros de carga, tableros pequeños, Centros de Control de Motores, Tableros de Distribución, Unidades de enchufar en ducto.

0	32	.92	.84	.85	.82	.84
10	50	.96	.87	.90	.84	.86
15		.99	.89	.92	.87	.89
25	59	1.04	.93	.97	.92	.94
35	77	1.10	.97	1.05	.95	.97
40	95	1.15	.99	1.08	.98	1.00
50	104	1.27	1.15	1.21		
	122				1.06	1.20
					1.09	1.30
					1.22	1.49

En tableros grandes (arriba de 20 circuitos) y tableros de Distribución (más de 1220 mm (4') de altura).

0	32	1.00	.90	.88	.89	.94
10	50	1.05	.93	.94	.91	.96
15		1.07	.95	.96	.94	.99
25	59	1.12	1.00	1.05	.99	1.04
35	77	1.20	1.05	1.18	1.02	1.07
40	95	1.25	1.08	1.25	1.05	1.10
50	104	1.34	1.17	1.34		
	122				1.18	1.30
					1.25	1.40
					1.43	1.63

TABLA II-FACTORES PARA DISMINUIR CAPACIDAD DE INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

FACTOR B-Clasificación de la carga o del ciclo de trabajo

Carga o Ciclo de Trabajo	Factor B
Carga fija Continua (incluyendo alumbrado) (ver NEC Secciones 210-23, 220-2, 220-3, 384-16)	1.00 ▲
Capacitores (NEC 460-8, NEMA CA1-1955)	1.35 (min)
Soldadoras por resistencia (NEC 630-32; GER-1421)	3.00 (max)
Dos o más Motores (NEC 430-62; 670-42)	*
Motores y Luz (NEC 430-62)	+

NOTAS

- ▲ Para cumplir con los requerimientos NEC (Sección 210-23), la capacidad de disparo del interruptor, después de aplicarle los factores, debe ser mayor del 25% de la carga total del circuito. De acuerdo con recomendaciones de NEC el producto de los factores A y B debe ser 1.25, dicho en otra forma, el factor B debe ser suficiente para obtener un producto de 1.25.
- * La capacidad del disparo del elemento de protección del circuito alimentador no debe ser mayor del determinado en las tablas 430-152, - 153, más la suma de la corriente de plena carga de los otros motores en el grupo.
- + La capacidad del disparo de los elementos protectores del circuito está determinado por la suma de las capacidades del disparo para las cargas de alumbrado y de motores, tomadas individualmente.

TABLA III

FACTOR C- Efecto de la Frecuencia

Frecuencia en Ciclos **	Factor de Multiplicación C †				
	Línea E100 TE, TEF y THEF 15-100 Amp.	Línea F225 TFJ, TFK y THFK 70-225 Amp.	Línea J600 TJJ, TJK y THJK 125-400 Amp.	Línea K1200 TKM y THKM 125-400	TKM y THKM 450-1200
D-c o 60 ciclos	1.00	1.00	1.00	1.00	Referirse a la Fábrica
120	1.02	1.02	1.02	1.02	
180	1.05	1.05	1.04	1.04	
240	1.10	1.09	1.06	1.06	
300	1.14	1.11	1.10	1.10	
400	1.22	1.18	1.15	1.15	

TABLA IV

FACTOR D Efecto de la Altura

Altitud	Factor de Multiplicación D
Del nivel del Mar hasta 1830 M (6000 pies)	1.00
1830 M a 3000 M (6000 a 10,000 pies)	1.04

NOTAS para la tabla III

- ** Para frecuencias arriba de 400 ciclos y para interruptores de más de 400 A. Referirse a la Fábrica.
- † Los factores de frecuencia se aplican a la capacidad de conducción de corriente solamente. No se aplican al disparo magnético. Arriba de 200 ciclos, el disparo magnético se ve afectado en algunos interruptores.

PARA MAYOR INFORMACION
Póngase en contacto con su distribuidor
GENERAL ELECTRIC más cercano

Transformadores

CORRIENTES MAXIMAS DE CORTO CIRCUITO EN TRANSF. DE SUBESTACION

Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Máxima Capacidad en KVA de Corto Circuito en el sistema	Corriente de Corto Circuito Total en Amperes Simétricos					
		208 Volts			480 Volts		
		Corriente Nominal	Transformador solo	Incluyendo al 50% de Contribución de motores	Corriente Nominal	Transformador solo	Incluyendo al 100% de Contribución de motores
300 4.5% ①	50,000	834	16,300	18,000	360	7,100	8,500
	100,000		17,300	19,000		7,500	8,900
	150,000		17,700	19,400		7,700	9,100
	250,000		18,000	19,700		7,800	9,200
	500,000		18,300	20,000		7,900	9,300
	750,000		18,400	20,000		7,900	9,300
SIN LIMITE	18,500	20,200	8,000	9,400			
500 4.5% ①	50,000	1,388	25,300	28,000	601	10,900	13,300
	100,000		27,800	29,600		12,000	14,400
	150,000		28,700	31,500		12,400	14,800
	250,000		29,500	32,300		12,800	15,200
	500,000		30,200	33,000		13,100	15,500
	750,000		30,400	33,200		13,200	15,600
SIN LIMITE	30,800	33,600	13,400	15,800			
750 5.75%	50,000	2,080	28,700	32,900	902	12,500	16,100
	100,000		32,000	36,200		13,900	17,500
	150,000		33,300	37,500		14,400	18,000
	250,000		34,400	38,600		14,900	18,500
	500,000		35,200	39,400		15,300	18,900
	750,000		35,600	39,800		15,400	19,000
SIN LIMITE	36,200	40,400	15,700	19,300			
1,000 5.75%	50,000	2,780	35,800	41,400	1,203	15,500	20,300
	100,000		41,100	46,700		17,800	22,600
	150,000		43,200	48,800		18,800	23,600
	250,000		45,100	50,700		19,600	24,400
	500,000		46,600	52,200		20,200	25,000
	750,000		47,300	52,900		20,500	25,300
SIN LIMITE	48,200	53,800	20,900	25,700			
1,500 5.75%	50,000	4,160	47,600	55,900	1,804	20,600	27,800
	100,000		57,500	65,800		24,900	32,100
	150,000		61,700	70,000		26,700	33,900
	250,000		65,600	73,900		28,400	35,600
	500,000		68,800	77,100		29,800	37,000
	750,000		69,900	78,200		30,300	37,500
SIN LIMITE	72,400	80,700	31,400	38,600			
2,000 5.75%	50,000	—	—	—	2,406	24,700	34,300
	100,000		—	—		31,100	40,700
	150,000		—	—		34,000	43,600
	250,000		—	—		36,700	46,300
	500,000		—	—		39,100	48,700
	750,000		—	—		40,000	49,600
SIN LIMITE	—	—	41,900	51,500			
2,500 5.75%	50,000	—	—	—	3,008	28,000	40,000
	100,000		—	—		36,400	48,400
	150,000		—	—		40,500	52,500
	250,000		—	—		44,500	56,500
	500,000		—	—		48,100	60,100
	750,000		—	—		49,500	61,500
SIN LIMITE	—	—	52,300	64,300			
3,000 5.75%	50,000	—	—	—	3,607	30,700	45,100
	100,000		—	—		41,200	55,600
	150,000		—	—		46,500	60,900
	250,000		—	—		51,900	66,300
	500,000		—	—		56,800	71,200
	750,000		—	—		58,700	73,100
SIN LIMITE	—	—	62,700	77,100			

Los KVA, Impedancia en % y Los valores de Corto Circuito para transformadores se muestran en las siguientes tablas, estas son muy prácticas para determinar las corrientes de corto circuito disponibles; y de ahí poder seleccionar los interruptores adecuados. Cuando se seleccionan estos, debe tomarse en consideración una tolerancia para futuras aplicaciones en el sistema. A la corriente de corto circuito que se determine, se le debe de asignar la contribución de los motores. Los valores mostrados en la tabla correspondiente toman en consideración tanto el 50% como el 100% de la contribución de los motores.

① Impedancia mínima, si se desea otra se debe consultar con la fábrica.

Transformadores

CORRIENTES MAXIMAS DE CORTO CIRCUITO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y TIPO JARDIN

Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Máxima Capacidad en KVA de Corto Circuito en el sistema	Corriente de Corto Circuito Total en Amperes Simétricos			
		Corriente Nominal	Transformador Solo en 208 VCA	Corriente Nominal	Transformador Solo en 480 VCA
112.5 2.0% ⓪	50,000	312	14,000	135	6,080
	100,000		14,800		6,400
	250,000		15,000		6,600
	500,000		15,500		6,690
	750,000		15,500		6,720
SIN LIMITE	15,600	6,770			
150 2.0% ⓪	50,000	416	18,100	180	7,840
	100,000		19,370		8,390
	250,000		20,200		8,760
	500,000		20,510		8,890
	750,000		20,610		8,930
SIN LIMITE	20,820	9,020			
225 2.0% ⓪	50,000	625	25,490	270	11,050
	100,000		28,070		12,160
	250,000		29,880		12,950
	500,000		30,540		13,230
	750,000		30,770		13,330
SIN LIMITE	31,230	13,530			
300 2.0% ⓪	50,000	834	32,030	360	13,880
	100,000		36,200		15,690
	250,000		39,280		17,020
	500,000		40,420		17,520
	750,000		40,820		17,690
SIN LIMITE	41,640	18,040			
500 2.0% ⓪	50,000	1388	46,260	601	20,050
	100,000		55,510		24,060
	250,000		63,080		27,340
	500,000		66,080		28,640
	750,000		67,150		29,100
SIN LIMITE	69,390	30,070			
750 3.5% ⓪	100,000	2080	48,980	902	21,230
	250,000		54,780		23,740
	500,000		57,040		24,720
	750,000		57,830		25,060
	SIN LIMITE		59,480		25,780
1000 3.5% ⓪	100,000	2780	61,680	1203	26,730
	250,000		71,170		30,840
	500,000		75,020		32,510
	750,000		76,400		33,100
	SIN LIMITE		79,300		34,370
1500 3.5% ⓪	100,000	4160	83,270	1804	36,080
	250,000		101,550		44,000
	500,000		109,570		47,480
	750,000		112,530		48,760
	SIN LIMITE		118,960		51,550

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO Y DE SERVICIO DE ENTRADA DE TRANSF. DE DIST. Y TIPO JARDIN

Amperes Nominales de Servicio	Máxima Capacidad en KVA de corto circuito en el Sistema	Corriente de Corto Circuito Total en Amperes Simétricos			
		Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Transformador Solo en 208 VCA	Capacidad e Impedancia de los transformadores de 3 fases	Transformador Solo en 480 VCA
600	100,000	225 2% ⓪	28,070	500 2% ⓪	24,060
	250,000		29,880		27,340
	500,000		30,540		28,640
	750,000		30,770		29,100
	SIN LIMITE		31,230		30,070
800	100,000	300 2% ⓪	36,200	750 3.5% ⓪	21,230
	250,000		39,280		23,740
	500,000		40,420		24,720
	750,000		40,820		25,060
	SIN LIMITE		41,640		25,780
1000	100,000	300 2% ⓪	36,200	750 3.5% ⓪	21,230
	250,000		39,280		23,740
	500,000		40,420		24,720
	750,000		40,820		25,060
	SIN LIMITE		41,640		25,780
1200	100,000	500 2% ⓪	55,500	1000 3.5% ⓪	26,730
	250,000		63,000		30,840
	500,000		66,000		32,510
	750,000		67,200		33,100
	SIN LIMITE		69,300		34,370
1600	100,000	750 3.5% ⓪	48,980	1500 3.5% ⓪	36,080
	250,000		54,780		44,000
	500,000		57,040		47,480
	750,000		57,830		48,760
	SIN LIMITE		59,480		51,550
2500	100,000	1000 3.5% ⓪	61,680	2000 5.75% ⓪	32,500
	250,000		71,170		37,100
	500,000		75,020		38,900
	750,000		76,400		39,700
	SIN LIMITE		79,300		41,200
3000	100,000	1000 3.5% ⓪	61,680	2500 5.75% ⓪	36,400
	250,000		71,170		44,500
	500,000		75,020		48,100
	750,000		76,400		49,500
	SIN LIMITE		79,300		52,300
4000	100,000	1500 3.5% ⓪	83,270	(2) 1500 3.5% ⓪	72,160
	250,000		101,550		88,000
	500,000		109,570		94,960
	750,000		112,530		97,520
	SIN LIMITE		118,960		103,100

⓪ Los valores mostrados de impedancia son para darse una idea del valor del corto circuito; para una información mas precisa se debe comunicar con la fábrica.

Interruptor Tipo	Cap Nom Amp.	No Polos	Volts		RMS	Capacidad Interruptiva basada en Procedimientos de prueba segun NEMA								
			C-A	C D		Volts C-A						Volts C D		
						127	127/220	240	277	480	600	125	250	
Q 100														
THQL, THQAL, THQB,	15-70	1	120/240		SYM ASYM	10,000 10,000								
	15-100	2	120/240		SYM ASYM	10,000 10,000								
	15-100	2.3	240		SYM ASYM		10,000 10,000							
TXQB, TXQC, TXQL	15-30	1.2	127/220		SYM ASYM		65,000 75,000							

E 100	TE	10-100	1	127	125	SYM ASYM	10,000 10,000						5,000	
		10-100	2.3	240	250	SYM ASYM			10,000 10,000					5,000
TEF	TEF	10-100	1	277	125	SYM ASYM				14,000 15,000			10,000	
		10-100	2	480	250	SYM ASYM		18,000 20,000		14,000 15,000				10,000
TEF	TEF	15-100	3	480		SYM ASYM		18,000 20,000		14,000 15,000				
		15-100	3	600		SYM ASYM		18,000 20,000		14,000 15,000	14,000 5,000			
THEF	THEF	15-30	1	277	125	SYM ASYM				65,000 75,000			20,000	
		15-100	2	600	250	SYM ASYM		65,000 75,000		25,000 30,000	18,000 20,000			20,000
THEF	THEF	15-100	3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		25,000 30,000	18,000 20,000			
F 225	TFK	70-225	2	600	250	SYM ASYM		25,000 30,000		22,000 25,000	22,000 25,000			10,000
		70-225	3	600		SYM ASYM		25,000 30,000		22,000 25,000	22,000 25,000			
	THFK (1)	70-225	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		25,000 30,000	22,000 25,000			20,000
		70-225	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		25,000 30,000	22,000 25,000			
J 400 J 600	TJK4	125-400	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			10,000
		125-400	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			
	TJK6	250-600	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			10,000
		250-600	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			
	THJK	125-400	2	600	250	SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000			20,000
		125-400	3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000			
K 1200	TKM8	300-800	2	600	250	SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			10,000
		300-800	3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			
	TKM12	600-1200	2,3	600		SYM ASYM		42,000 50,000		30,000 35,000	22,000 25,000			
	THKM8	300-800	2	600	250	SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000			20,000
		300-800	3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000			
	THKM12	600-1200	2,3	600		SYM ASYM		65,000 75,000		35,000 40,000	25,000 30,000			

FUNCIONES Y APLICACION

Los interruptores termomagnéticos de caja moldeada son dispositivos de protección que efectúan dos funciones principales: (1) Operación manual para abrir y cerrar un circuito por medio de una manija (2) Abrir automáticamente el circuito bajo sobrecargas sostenidas y/o bajo condiciones de corto circuito. Los interruptores termomagnéticos proporcionan la función automática de proteger, abriendo el circuito bajo condiciones anormales de sobrecarga sostenida o de corto circuito, sin utilizar fusibles. Cuando abre el interruptor para eliminar una falla, la manija de operación se desplaza a la posición de DISPARADO, localizada entre las posiciones de DENTRO y FUERA, logrando así la indicación clara de que el interruptor ha abierto.

Cuando se ha eliminado la causa de la falla, el interruptor puede cerrarse nuevamente moviendo la palanca de operación a la posición de RESTABLECER, cerca de la posición FUERA y luego llevándola a la posición de DENTRO.

Los interruptores tienen una ventaja sobre los elementos fusibles, consiste en que si se presenta una falla en uno de los polos, de un interruptor multipolar, actúa sobre una barra de disparo común que abre todos los polos simultáneamente; evitando así la operación monofásica en un circuito para alimentar un motor, tal como ocurriría con un dispositivo de fusibles. Los interruptores de caja moldeada son de "operación libre". Esto significa que al menos que se retire la causa de la condición anormal, el interruptor no podrá sostenerse cerrado contra una condición de falla.

CARACTERISTICAS DE DISPARO TIEMPO-CORRIENTE

Para proteger los conductores aislados del circuito contra peligrosas sobrecargas sostenidas, los interruptores termomagnéticos de caja moldeada General Electric utilizan un elemento bimetálico proporcionando la característica de disparo en tiempo inverso contra corriente y un elemento de disparo magnético instantáneo para la protección contra corto circuito. Además tienen la capacidad interruptiva para abrir y eliminar las corrientes de corto circuito hasta la capacidad interruptiva nominal del interruptor.

INTERRUPTORES COMPENSADOS

Los interruptores en los marcos F225, J400, K1200 y E100 (de la serie de 600 volts C. A.), están diseñados para conducir la corriente nominal, sin gabinete, en ambientes de 0 a 50° C. Con temperaturas superiores a 50° C, disminuyen su capacidad para proteger contra altas temperaturas peligrosas; en adición a la protección proporcionada contra corrientes de falla.

Los interruptores de marco E100 (240V, 277V y 480 Volts)

con capacidades hasta de 100 amperes están calibrados para conducir la corriente nominal, sin gabinete, en un ambiente de 40° C y responden tanto a la temperatura ambiente como a la corriente. Con aumento de la temperatura y con aumento de corriente se acortará el tiempo de disparo. No se necesita disminuir la capacidad cuando van montados en gabinete, si la temperatura en él no excede de un incremento de 15° C sobre una temperatura ambiente normal (25° C).

SELECCION DE LA CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR

El tamaño del conductor determinará la capacidad del interruptor, asegurándose así que pueda conducirse la corriente total. Si se desarrollan temperaturas excesivas (80° C por ejemplo) el conductor se verá protegido disminuyendo la capacidad nominal propia del interruptor arriba de 50° C.

Se tiene disponible una fórmula simple, para la determinación precisa de la capacidad de un interruptor, necesario para una aplicación nueva o especial, con una tabla que proporciona los factores de multiplicación para los elementos que influyen en la selección de la capacidad tanto con corriente como con la temperatura ambiente, el ciclo de trabajo, la frecuencia y la altura sobre el nivel del mar.

La fórmula es como sigue:

Capacidad del interruptor en amperes = corriente real de la carga (MAXIMA del circuito) por los factores A x B x C x D.
El procedimiento para usar esta fórmula se explica en los siguientes pasos:

Paso No. 1

Determinar la corriente máxima del circuito, sumando los amperes de todas las cargas conectadas al circuito.

Paso No. 2

Utilizando la corriente máxima del circuito, calculada en el paso No. 1, estimar el tamaño del marco del interruptor requerido para la aplicación. Anote este tamaño estimado pues será necesario para completar el paso No. 3.

Paso No. 3

Seleccione los factores apropiados de multiplicación A a D, para las condiciones de aplicación y luego sustitúyalas en la fórmula. De acuerdo con el Código Nacional Eléctrico Americano, el producto de los factores A y B debe ser por lo menos 1.25 para el caso de circuitos de carga continua. La capacidad del interruptor, después de considerar los otros factores de corrección en la fórmula de selección, debe ser cuando menos 25% mayor que el valor de la corriente máxima del circuito (Paso No. 1).

Paso No. 4

Multiplicando la corriente máxima por cada uno de los cuatro factores seleccionados de la tabla, puede obtenerse la capacidad apropiada en amperes para seleccionar el interruptor General Electric más adecuado.

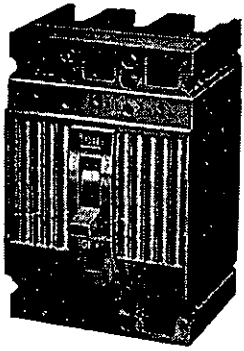
De lo que resulta:

Capacidad en amperes = corriente máxima x A x B x C x D = amperes

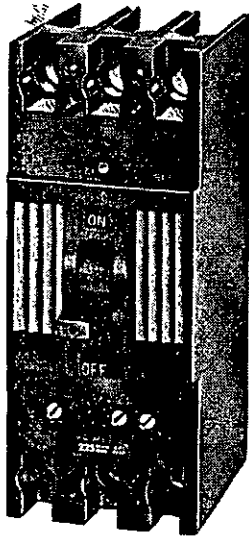
Seleccione un interruptor GE que tenga una capacidad igual o el inmediato superior a la del cálculo.

INFORMACION TECNICA

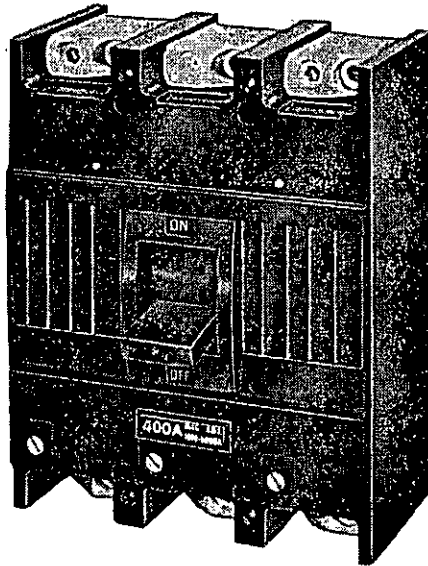
- **Características de disparo.**
- Curvas Tiempo Corriente.**



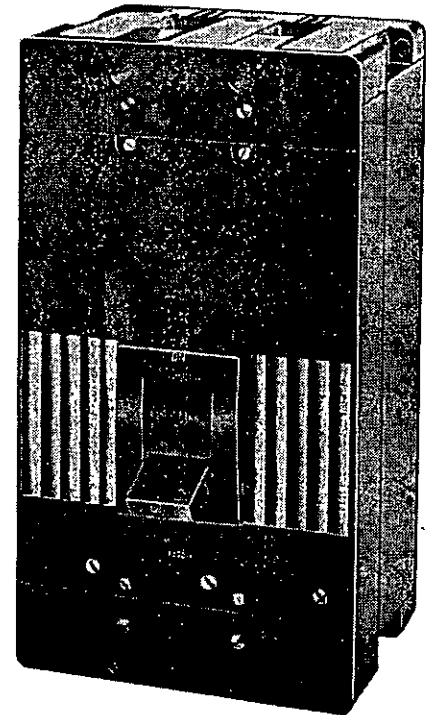
**LINEA E,
MARCO DE
100 AMP.**



**LINEA F,
MARCO DE
225 AMP.**

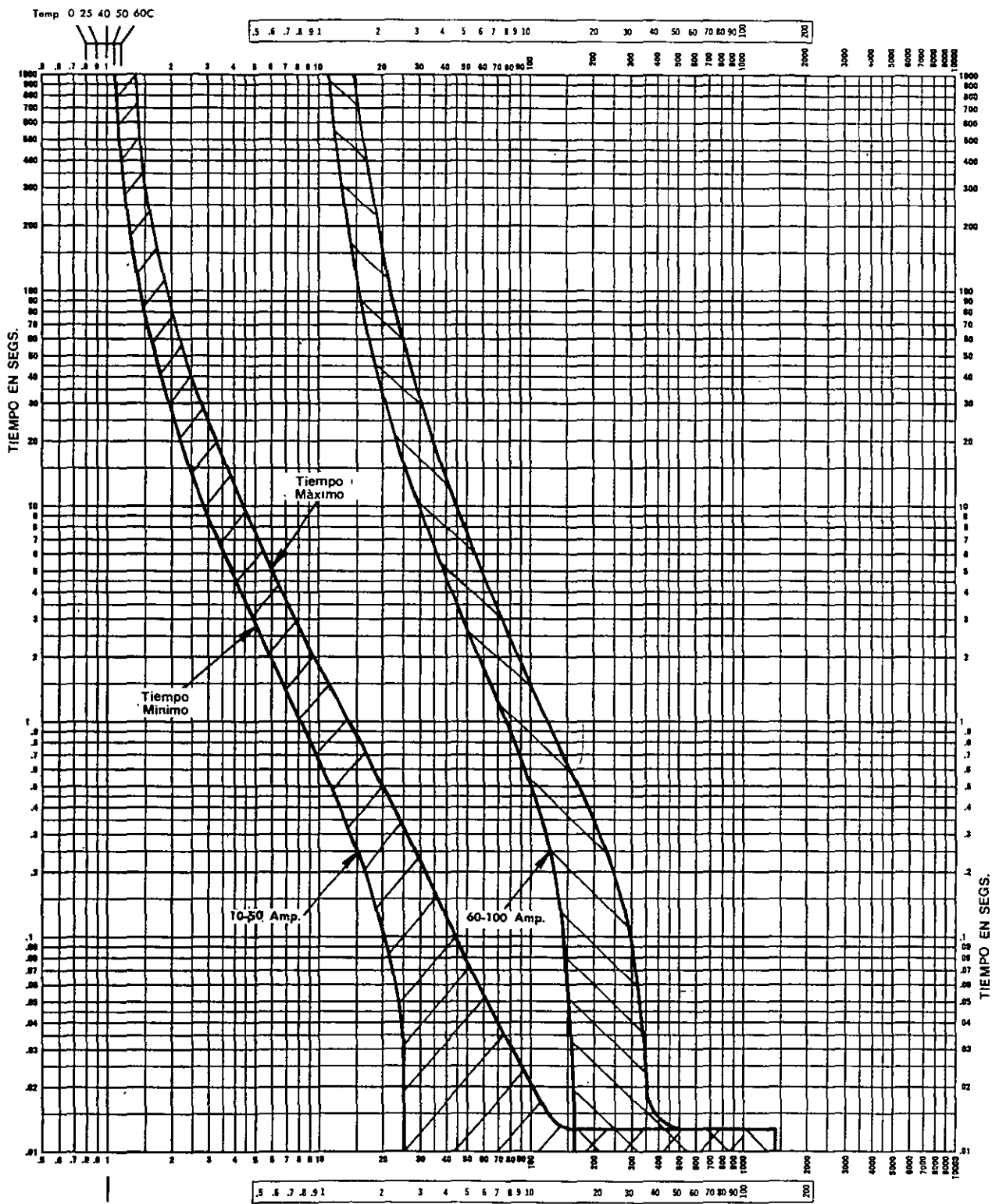


**LINEA J,
MARCO DE 400 AMP.**



**LINEA K,
MARCO DE 1,200 AMP.**

Curvas Tiempo-Corriente



GENERAL ELECTRIC
ESAMEX

Corriente
 15, 20, 30, 40, 50, 70, 90 y 100 Amperes

Voltaje
 240 Volts, A.C. (126/280 Volts C.D.)

Frecuencia
 C.D. 6 60/60 HZ.

INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA

LINEA E-100

CAJA COMPENSADA

Tipo TE.

Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes

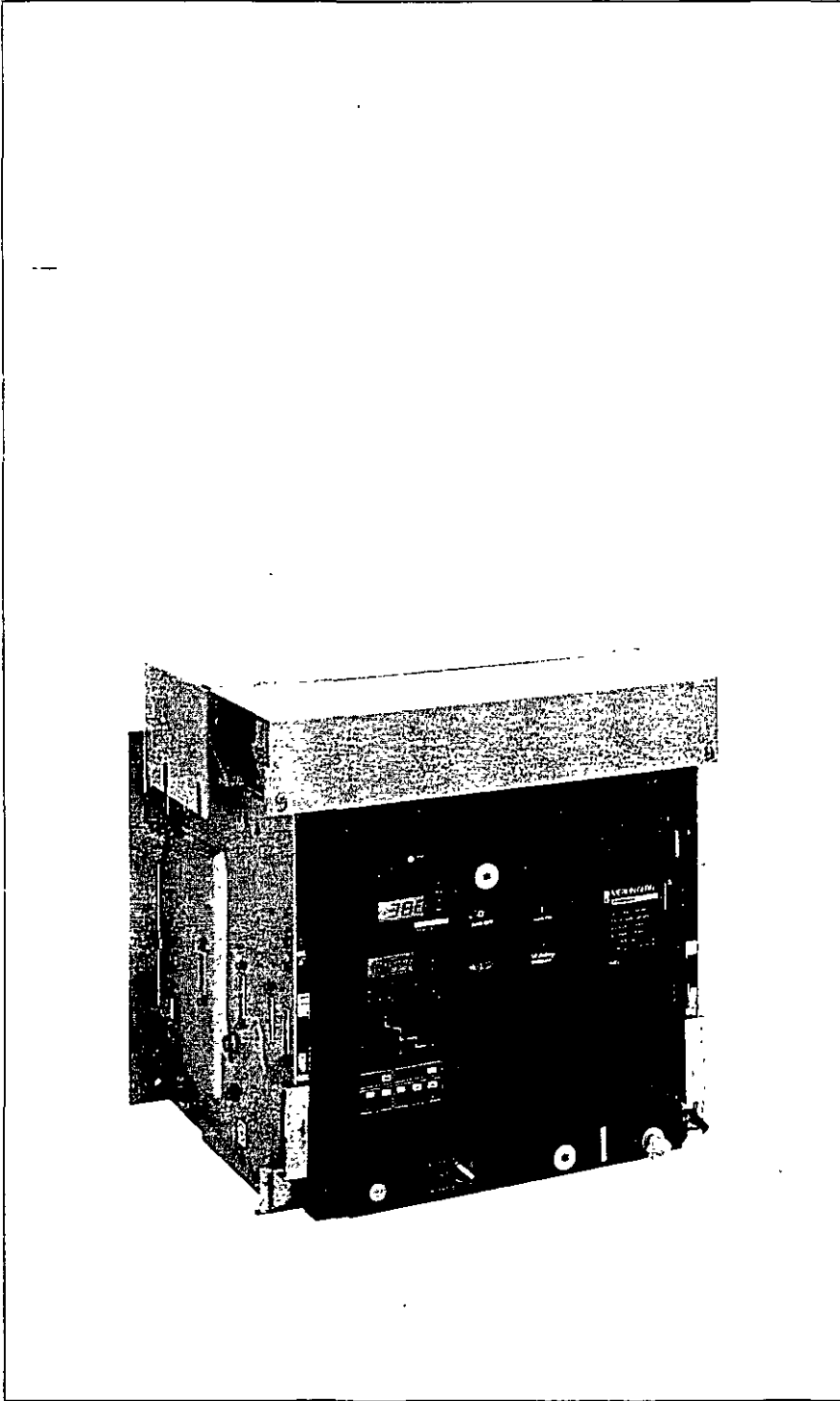
No tiene ajuste ni en el tiempo Largo ni en el Instantáneo

**Interruptor
automático BT
Masterpact**

J. M. NOLASCO V.

V130F23

Masterpact

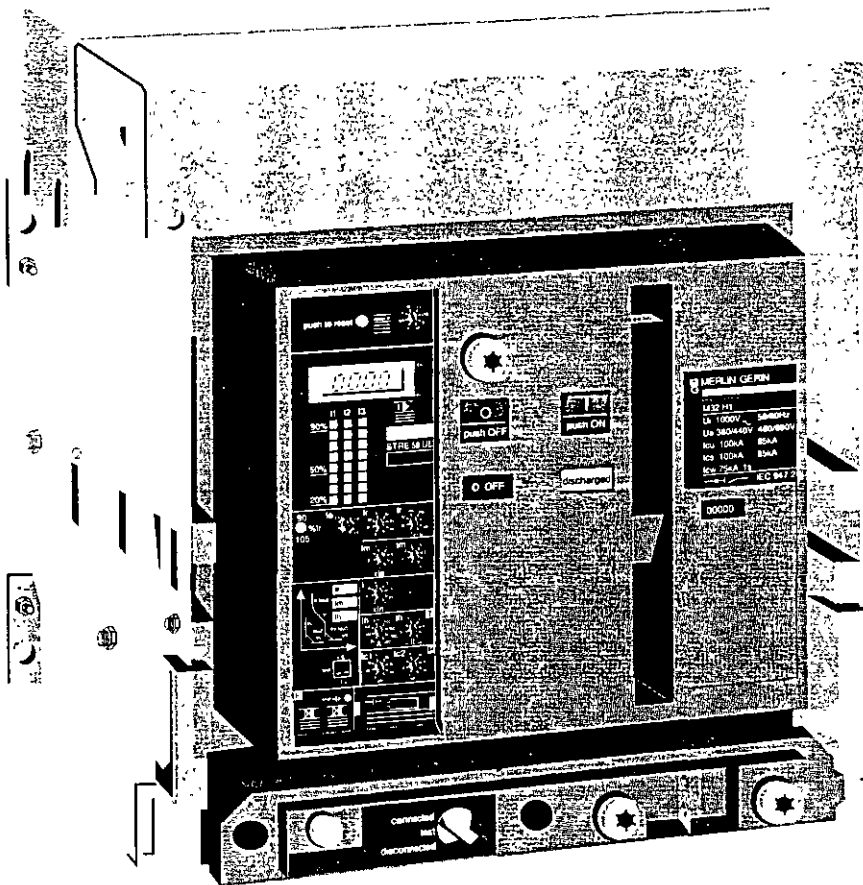


 **MERLIN GERIN**

GRUPE SCHNEIDER

interruptor automático BT Masterpact

índice	pág.
presentación	2
descripcion	4
características	8
unidades de control	11
auxiliares y accesorios	25
guía	33
■ dimensiones	
■ arreglo de conectores	
■ curvas de disparo	
■ esquemas eléctricos	
■ anexo técnico	
■ cómo efectuar el pedido	
Masterpact C C	63



la elección exacta

- 3 o 4 polos
- gama de unidades de control con grandes posibilidades
- poder de corte de 40 a 150 kA ef.
- tensión de utilización 660 Vca.

3 tipos de aparatos para 3 niveles de poder de corte

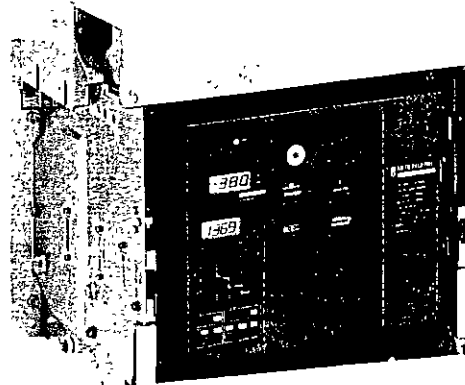
- N1: estándar
H1, H2: alto poder de corte
L1: limitador

conforme a las exigencias internacionales

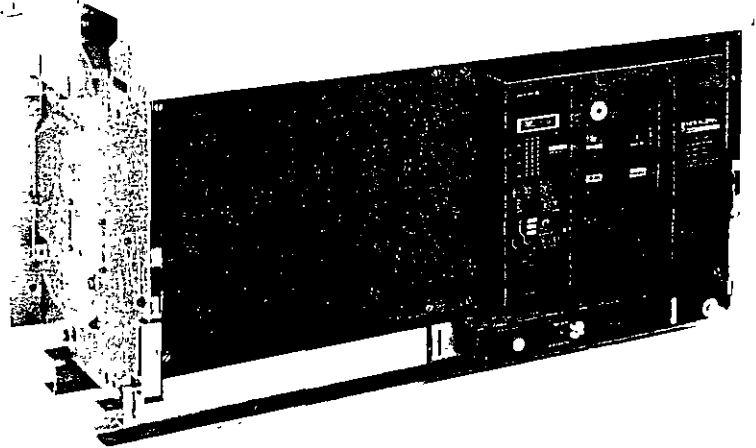
Normas
CEI 947-2 (y CEI 157-1)
UL 489 Listed
JEC 160
JIS C8372
UTE C63120
BS 4752
VDE 0660
NEMA

Certificados
ASEFA, ASTA, CESI

Marina mercante
BV, LRS, RINA, GL, USSR, RS, DNV, ABS
(consultarnos)



2500 A



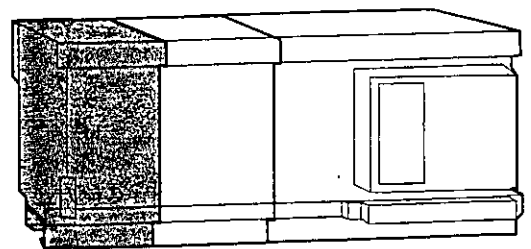
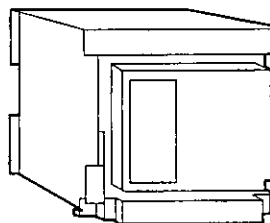
5000 A

dimensiones reducidas

Un solo volumen de 800 a 3200 A.
Una altura y una profundidad de 4000 a 6300 A

poder de corte (kA ef. Ics=Icu, 380/415 V, según CEI 947-2)

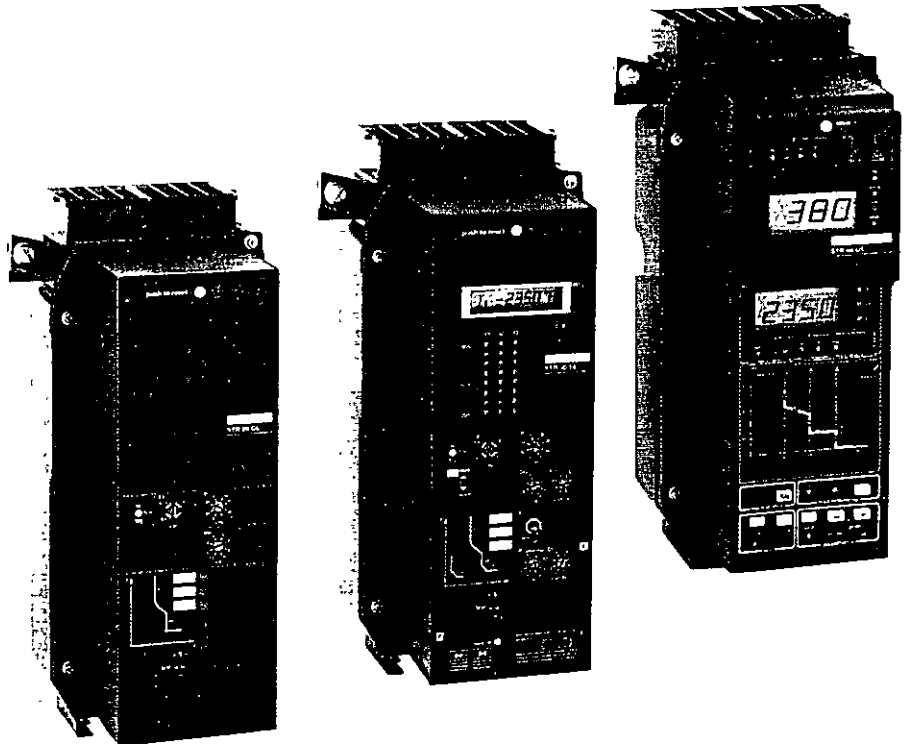
intensidad nominal (A)	800 a 1600	2000/2500	3200	4000	5000	6300
tipo						
N1 estándar	40	55				
H1 alto poder de corte	65	75	75	75	100	100
H2 alto poder de corte	100	100	100	100	150	150
L1 limitador	130	130				
grado de polucion (CEI 947-2)	IV	IV	IV	IV	IV	IV



unidades de control

Las funciones realizadas van mas allá de las funciones clásicas tales como:

- protección corto retardo.
 - protección largo retardo.
 - protección instantánea de alto umbral.
 - protección tierra
- Engloban:
- gestion y control de carga.
 - señalización a distancia.
 - medida de todos los parámetros de la red (U, cos ϕ , f, potencias y energías).
 - medida del valor eficaz de la intensidad.
 - medida de la intensidad cortada.
 - indicador de mantenimiento.
 - selectividad lógica en corto retardo y protección tierra.
 - teletransmisión.
 - función de autovigilancia.
- Además de funciones puestas en servicio, cada vez mas a menudo, en las instalaciones automatizadas.



posibilidades complementarias

interruptor automático fijo

El interruptor automático fijo se realiza a partir de la parte móvil del interruptor automático seccionable y por la adición de dos escuadras laterales.

interruptor en carga

El interruptor en carga deriva directamente del interruptor automático, sin las unidades de control.

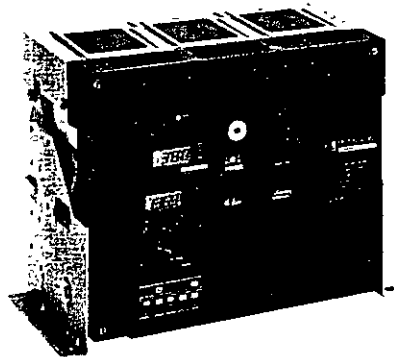
Existe en 2 versiones

- estándar tipo NI y HI.
- alta seguridad tipo HF, que incorpora una protección que permite la apertura instantánea del aparato después del cierre sobre una instalación en defecto

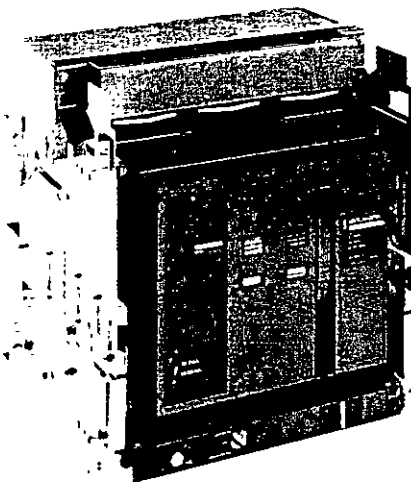
interruptores automáticos de corriente continua

Estos nuevos interruptores automáticos, en versión extraíble exclusivamente, se benefician de la tecnología y de las ventajas de la gama de interruptores automáticos de corriente alterna.

- 5 calibres disponibles de 1000 a 8000 A.
- 2 poderes de corte: 100 kA a 500 V, 50 kA a 750/1000 V.
- una versión interruptor automático con protección instantánea contra los cortocircuitos y una versión interruptor



Interruptor automático fijo

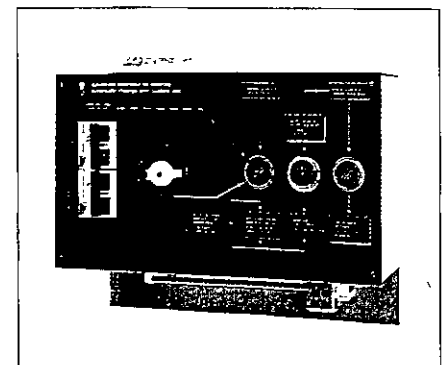


Interruptor automatico CC

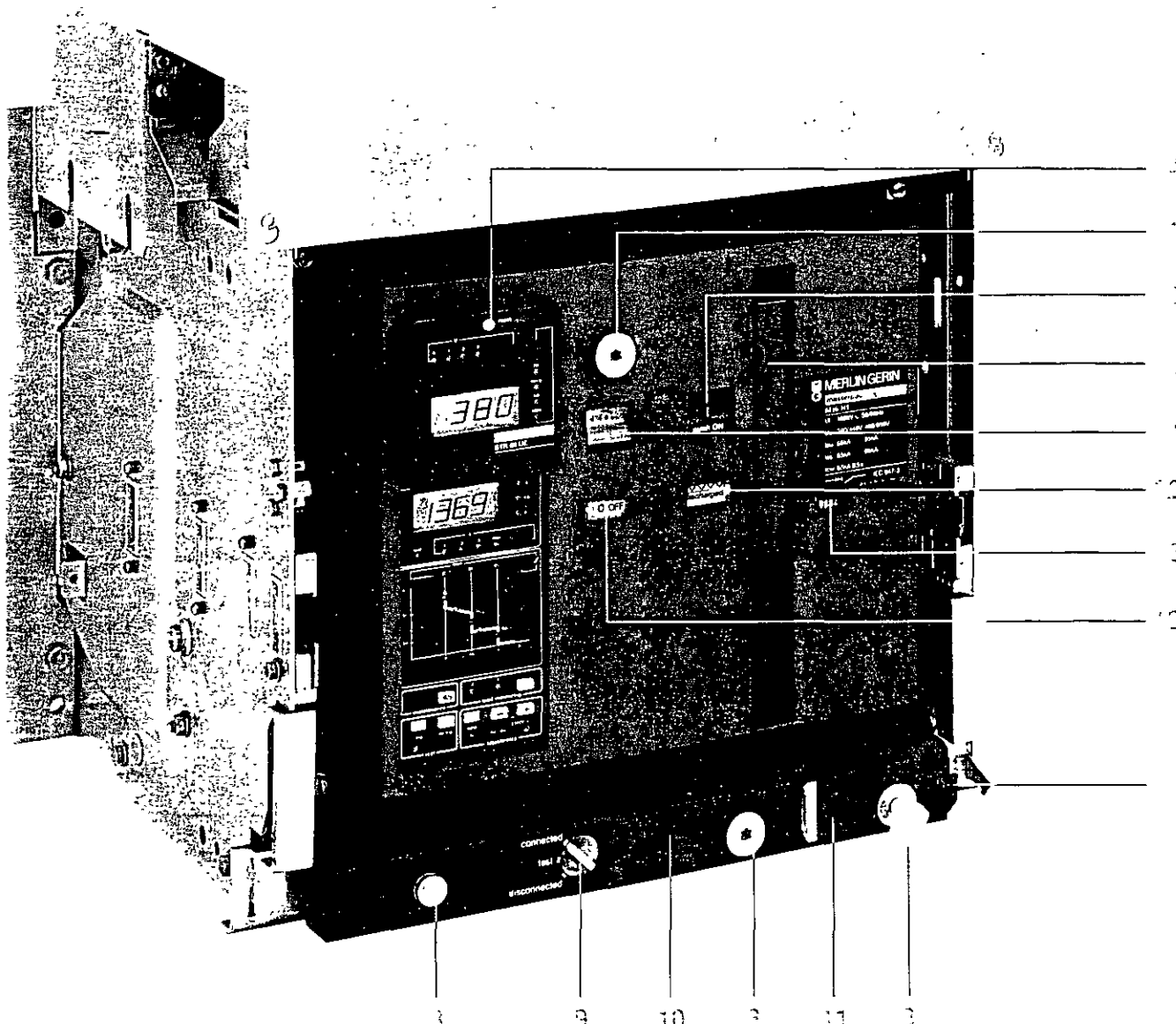
conmutador de redes

Cuatro posibles soluciones, a elegir:

- enclavamiento mecánico para 2 ó 3 aparatos, a cablear según el esquema deseado.
- conmutador automático de redes preparado para su cableado y que permite realizar fácilmente un conmutador automático con dos aparatos convenientemente equipados (mando eléctrico ...).
- equipo completo que comprende 2 ó 3 aparatos enclavados por varillaje, a cablear según el esquema deseado.
- equipo completo que comprende 2 aparatos enclavados por varillaje, con automatismo inversor de redes, cableado según el esquema deseado. El conjunto está preparado para ser conectado.



Autómata inversor de redes

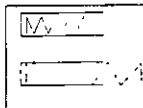


cuadro de mando

- 1 pulsador de apertura (O)
- 2 pulsador de cierre (I)
- 3 enclavamiento por cerradura en posición «enchufado» o «desenchufado» o «prueba»
- 4 enclavamiento de puerta
- 5 empuñadura de rearme del mando
- 6 contador de operaciones
- 7 cerradura de enclavamiento en posición «abierto»
- 8 colocacion de la manivela
- 9 testigo de posición funcional
- 10 placa frontal de chasis fijo accesible con la puerta del cuadro cerrada
- 11 enclavamiento por candado en posición «enchufado» o «desenchufado»

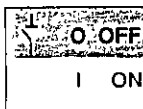
12 testigo de armado del mando

- resorte cargado
- resorte descargado



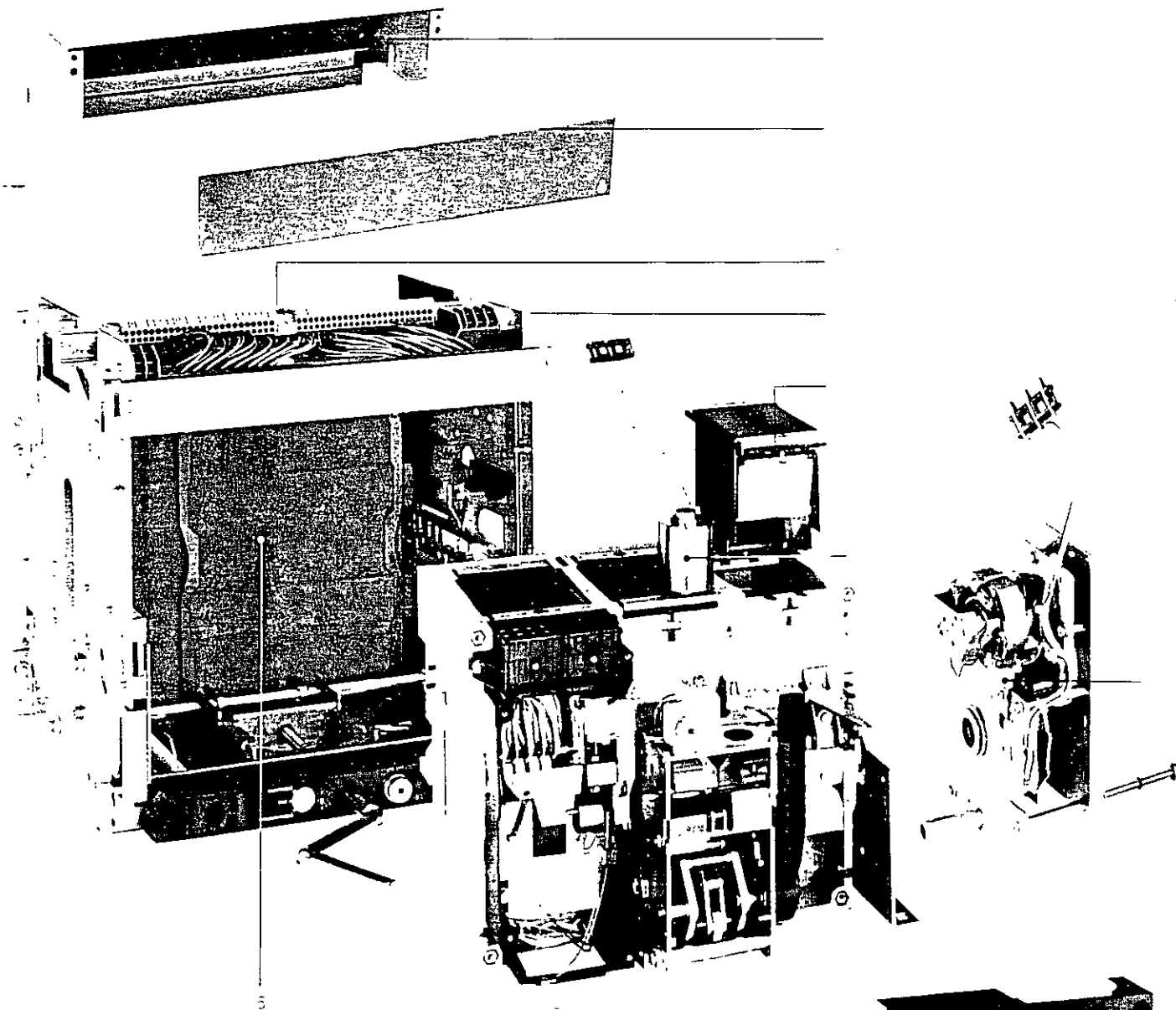
13 testigo de posición de los contactos principales

- abierto
- cerrado



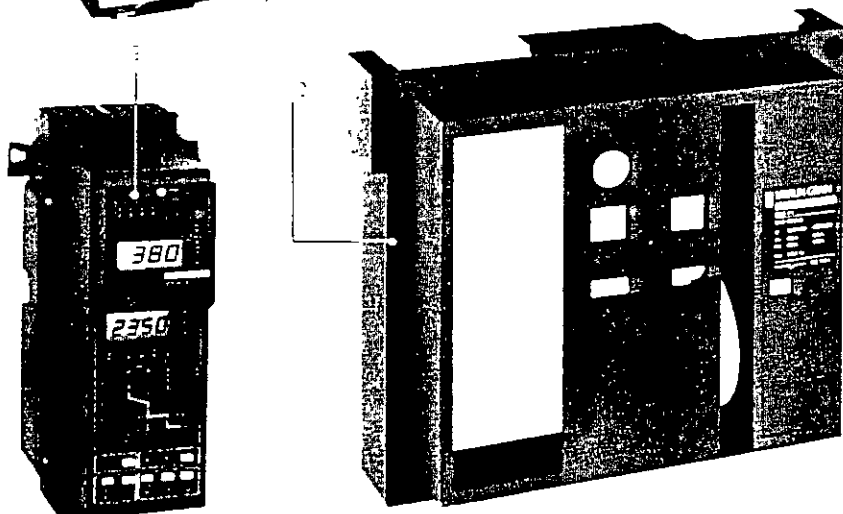
14 señalización de disparo por falla. rearme del interruptor

Interruptor automático: cifras en azul
Chasis: cifras en rojo



versión seccionable

- 1 tapa de las cámaras de corte
- 2 tapa de la regleta de bornes
- 3 regleta de bornes de conexionado de los auxiliares
- 4 chasis fijo monobloc
- 5 pantallas aislantes
- 6 cámara de corte
- 7 relé de disparo a distancia
- 8 motorreductor para el mando eléctrico
- 9 unidad de control
- 10 cara anterior



seguridad y fiabilidad

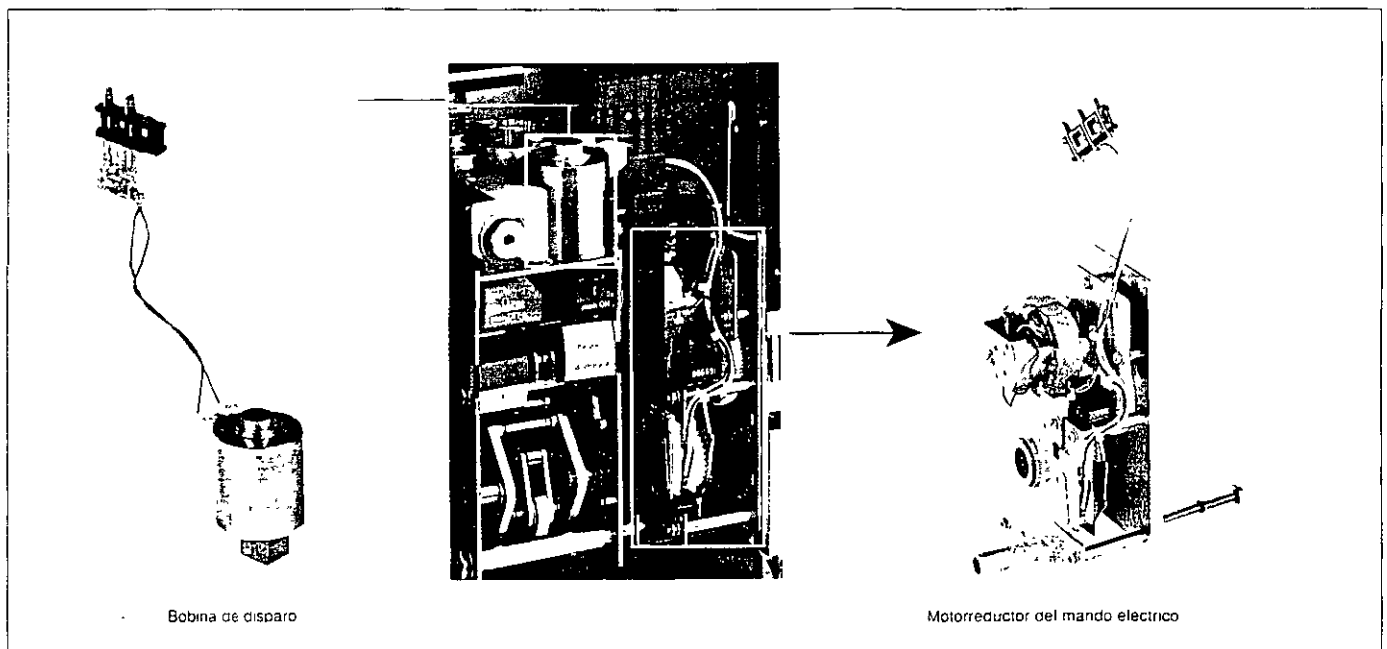
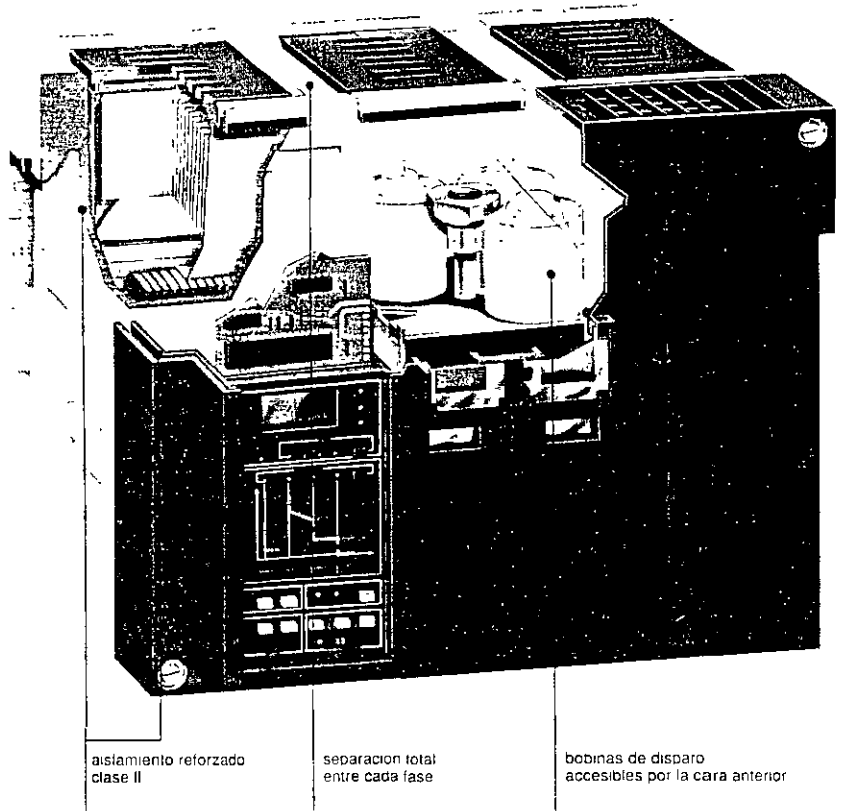
- mantenimiento reducido y fácil (accesibilidad a los contactos principales y testigos mecánicos susceptibles de desgaste)
- aislamiento clase II de la cara anterior.
- corte plenamente aparente.
- adaptación sin regulación de los auxiliares.
- 5 a 10 veces menos piezas que una gama tradicional
- apertura del interruptor automático en caso de enchufado y desenchufado.
- conexión de la red de entrada en las platinas superiores o inferiores
- tropicalización T2 en estándar

mando por acumulación de energía

El Masterpact tiene cierre y apertura rápidos por acumulación de energía en resortes. El rearme se efectúa mediante 6 maniobras de la empuñadura o eléctricamente. El cierre y la apertura se efectúan accionando los pulsadores situados en la cara anterior o a distancia.

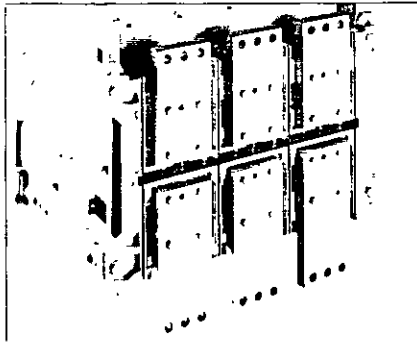
auxiliares comunes de 800 A a 6300 A

- accesibles por la parte anterior del aparato en un compartimento aislado de los circuitos de potencia
- fijación con un solo tornillo
- sin regulación.
- adaptables en obra

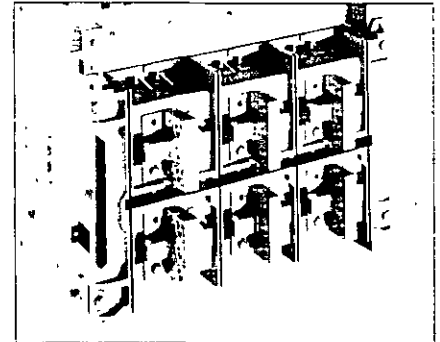


una nueva concepción de interruptor automático seccionable

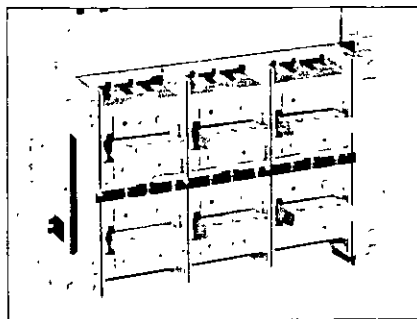
Todas las posibilidades de conexiones de los circuitos principales



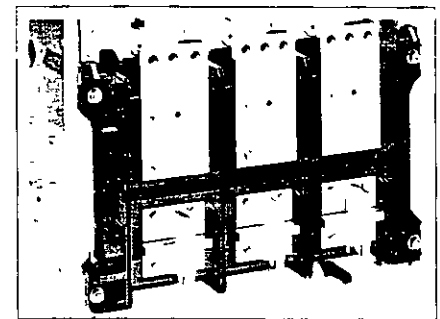
Toma anterior



Toma posterior de canto



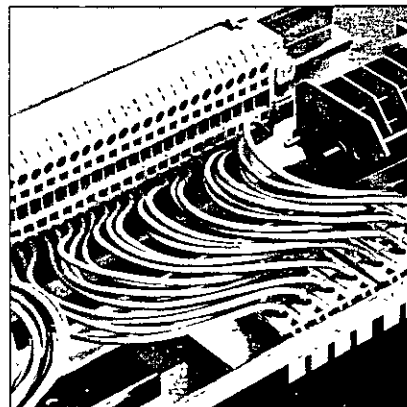
Toma posterior plana



Platinas superiores: toma anterior
Platinas inferiores: toma posterior de canto

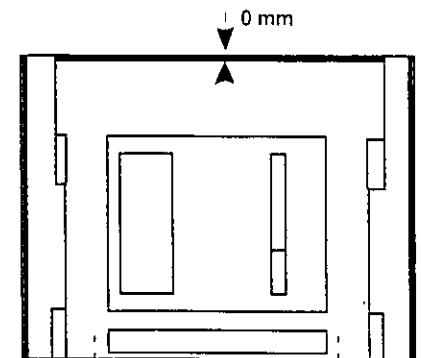
Conexion de los circuitos auxiliares en la parte anterior

- en regleta de desenchufado automatico.
- por conectores sin tornillos



Perimetro de seguridad

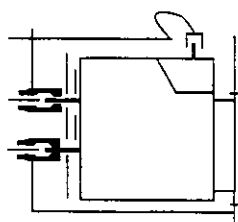
La cota necesaria por encima del aparato se reduce a 0 con la utilizacion del cubrecamaras (posible en version seccionable con toma posterior)



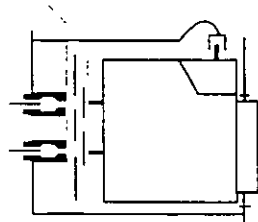
La seguridad en la posición de prueba y desconectado

← 26 →

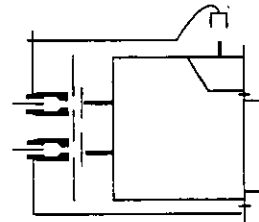
← 45 →



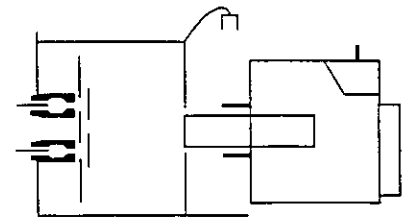
Posición "conectado"



Posición "prueba"
gran distancia de aislamiento



Posición "desconectado"
facilidad de maniobra
desplazamiento corto



Posición "extraído"
dimensiones reducidas

Masterpact M08 a M63 : características

características eléctricas (1)				M08				M10				M12			
intensidad nominal (A) -	In	a 40°C	800					1000				1250			
tensión nominal (V)	Ue	50/60 Hz	690					690				690			
tensión nominal de aislamiento (V)	Ui		1000					1000				1000			
numero de polos			3 4					3 4				3 4			
calibre del 4º polo			800					1000				1250			
tipo de interruptor automatico			N1	H1	H2	L1	N1	H1	H2	L1	N1	H1	H2	L1	
poder de corte	poder de corte último	Icu	220/415 V	40	65	100	130	40	65	100	130	40	65	100	130
	CA 50/60 Hz (kA ef.) ²⁾	CEI 947-2	400 V	40	65	100	110	40	65	100	110	40	65	100	110
poder de corte en servicio	poder de corte	Ics	220/415 V	40	65	100	130	40	65	100	30	40	65	100	130
	CA 50/60 Hz (kA ef.) ³⁾	ciclo A-CA	500/690 V	40	65	85	65	40	65	85	65	40	65	85	65
intensidad nominal de corta duracion admisible	intensidad nominal	Icw	0.5 s	40	65	65	12	40	65	65	12	40	65	65	12
	CA 50/60 Hz (kA ef.)	CEI 947-2	1 s	30	50	50	12	30	50	50	12	30	50	50	12
poder de cierre	CA 50/60 Hz (kA cresta)		3s	22	32	32	12	22	32	32	12	22	32	32	12
		Icm	220/415 V	84	143	220	286	84	143	220	286	84	143	220	286
poder de corte (kA)	CA 50/60 Hz (kA cresta)	CEI 947-2	440 V	84	143	220	242	84	143	220	242	84	143	220	242
		NEMA	500/690 V	84	143	187	143	84	143	187	143	84	143	187	143
		ciclo A-CA	600 V	40	65	100	100	40	65	100	100	40	65	100	100
tension de choque (V)	Uimp			8000				8000				8000			
limite electrodinamico		(kA cresta)		84	143	143	24	84	143	143	24	84	143	143	24
aptitud al seccionamiento		CEI 947-2		■				■				■			
tiempo de corte		total max		25 a 30 ms sin retardo intencional - 9 ms para tipo L1											
tiempo de cierre				70 ms											

proteccion

calibre de los sensores (A) (ver a pie de pagina)		200 a 800				200 a 1000				200 a 1250			
unidades de control instantánea	STR 18 M	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
para protección distribucion	STR 28 D	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
selectiva	STR 38 S	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
universal	STR 58 U	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	STR 68 U ⁴⁾	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
interruptor (sin proteccion)	tipo	NI	HI	HF		NI	HI	HF		NI	HI	HF	
taba ciega	STR 08	■	■			■	■			■	■		
rele	STR 18 I			■				■				■	
poder de cierre	440 V	84	105	143		84	105	143		84	105	143	
CA 50/60 Hz (kA cresta)	500/690 V	84	105	143		84	105	143		84	105	143	
intensidad de corta duracion admisible		! tipo NI: idéntico al interruptor automatico tipo N1											

otras características

vida mecanica	con mantenimiento		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ciclo (AC) x 1000	sin mantenimiento		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
vida eléctrica	aparato	440 V	10	10	10	3	10	10	10	2.7	10	10	10	2.5	
sin mantenimiento		690 V	10	10	10	3	10	10	10	2.7	10	10	10	2.5	
control de motores	AC3-937-4 ⁵⁾	690 V	10	10	10		10	10	10		10	10	10		
instalacion	conexionado		PAV PAR				PAV PAR				PAV PAR				
	version		extraible				■				■				
dimensiones (mm)	fijo		■				■				■				
	H x L x P		H	L	P		H	L	P		H	L	P		
	extraible 3P		439	435	367		439	435	367		439	435	367		
	PAR 4P		439	550	367		439	550	367		439	550	367		
peso maximo (kg)	fijo 3P		356	422	290		356	422	290		356	422	290		
	PAR 4P		356	537	290		356	537	290		356	537	290		
peso maximo (kg)	extraible 3P		65	65	65	69	65	65	65	69	65	65	65	69	
	4P		80	80	80	85	80	80	80	85	80	80	80	85	
	fijo 3P		43	43	43	46	43	43	43	46	43	43	43	46	
	4P		54	54	54	58	54	54	54	58	54	54	54	58	

auxiliares y accesorios

son comunes a toda la gama masterpact

eleccion de los sensores

La tabla a continuacion indica

■ la totalidad de los calibres In de los sensores disponibles

■ los limites de regulacion del umbral tiempo largo Ir

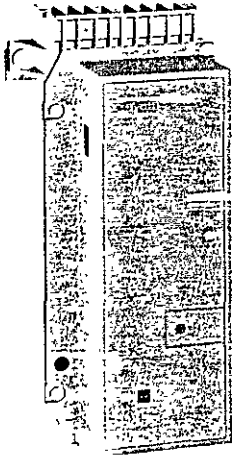
In	200	250	320	400	500	600	630	800	1000	1200	1250	1600	2000	2500	3000	3200	4000	5000	6000	6300
regulacion de umbral Ir (A)	a 200	a 250	a 320	a 400	a 500	a 600	a 630	a 800	a 1000	a 1200	a 1250	a 1600	a 2000	a 2500	a 3000	a 3200	a 4000	a 5000	a 6000	a 6300

M16				M20				M25				M32				M40		M50		M63			
1600				2000				2500				3200				4000		5000		6300			
690				690				690				690				690		690		690			
1000				1000				1000				1000				1000		1000		1000			
3 4				3 4				3 4				3 4				3 4		3 4		3 4			
1600				2000				2500				3200				4000		5000		6300			
N1	H1	H2	L1	N1	H1	H2	L1	N1	H1	H2	L1	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2				
40	65	100	130	55	75	100	130	55	75	100	130	75	100	75	100	100	150	100	150				
40	65	100	110	55	75	100	110	55	75	100	110	75	100	75	100	100	150	100	150				
40	65	85	65	55	75	85	65	55	75	85	65	75	85	75	85	85	85	85	85				
40	65	100	130	55	75	100	130	55	75	100	130	75	100	75	100	100	125	100	125				
40	65	100	110	55	75	100	110	55	75	100	110	75	100	75	100	100	125	100	125				
40	65	85	65	55	75	85	65	55	75	85	65	75	85	75	85	85	85	85	85				
40	65	65	17	55	75	75	17	55	75	75	17	75	75	75	75	100	100	100	100				
40	50	50	17	55	75	75	17	55	75	75	17	75	75	75	75	100	100	100	100				
22	32	32	17	50	57	57	17	50	75	75	17	75	75	75	75	100	100	100	100				
84	143	220	286	121	165	220	286	121	165	220	286	165	220	165	220	220	330	220	330				
84	143	220	242	121	165	220	242	121	165	220	242	165	220	165	220	220	330	220	330				
84	143	187	143	121	165	187	143	121	165	187	143	165	187	165	187	187	187	187	187				
40	65	100	100	55	75	100	100	55	75	100	100	75	100	75	100	100	150	100	150				
40	65	85	65	55	75	85	65	55	75	85	65	75	85	75	85	100	100	100	100				
8000				8000				8000				8000		8000		8000		8000					
84	143	143	34	121	165	165	34	121	165	165	34	165	165	165	165	220	220	220	220				
■				■				■				■		■		■		■					
70 ms												80 ms											
200 a 1600				200 a 2000				300 a 2500				600 a 3200				2000 a 4000		2000 a 5000		2000 a 6300			
■ ■ ■				■ ■ ■				■ ■ ■				■ ■ ■				■ ■ ■		■ ■ ■		■ ■ ■			
■ ■ ■				■ ■ ■				■ ■ ■				■ ■ ■				■ ■ ■		■ ■ ■		■ ■ ■			
■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■		■ ■ ■ ■		■ ■ ■ ■			
■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■		■ ■ ■ ■ ■		■ ■ ■ ■ ■			
■ ■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■ ■				■ ■ ■ ■ ■ ■		■ ■ ■ ■ ■ ■		■ ■ ■ ■ ■ ■			
NI	HI	HF		NI	HI	HF		NI	HI	HF		HI	HF	HI	HF	HI	HF	HI	HF				
■	■			■	■			■	■			■		■		■		■					
■				■				■				■		■		■		■					
84	105	143		84	105	165		84	105	165		105	165	105	165	187	220	187	220				
84	105	143		84	105	165		84	105	165		105	165	105	165	187	187	187	187				
tipos HI y HF idéntico al interruptor automático tipo H1																							
20	20	20	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	10	10	10	10	10	10				
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5	5	5	5	5	5				
10	10	10	2.2	9	9	9	2	8	8	8	1.8	4	4	3	3	3	3	2	2				
10	10	10	2.2	7	7	7	2	6	6	6	1.8	2.6	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	1.5	1.5				
10	10	10		7	7	7		6	6	6		2.6	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	1.5	1.5				
PAV	PAR ⁽⁶⁾			PAV	PAR			PAV	PAR			PAV	PAR	PAR		PAR		PAR					
■	■			■	■			■	■			■	■	■		■		■					
■				■				■				■		■		■		■					
■ (3P solo)																							
H	L	P		H	L	P		H	L	P		H	L	P	H	L	P	H	L	P			
439	435	367		439	435	367		439	435	367		439	435	367	439	550	367	484	815	367	484	1045	367
439	550	367		439	550	367		439	550	367		484	815	367	484	815	367	484	1045	367	484	1045	367
356	422	290		356	422	290		356	422	290		356	422	290	356	537	290	356	802	290			
356	537	290		356	537	290		356	537	290		356	537	290	356	802	290						
69		69		82		130		82		130		130			150			210			250		
85		85		102		150		102		150		150			200			260			300		
46		46		55		80		55		80		80			90			110					
58		58		69		90		69		90		90			110								

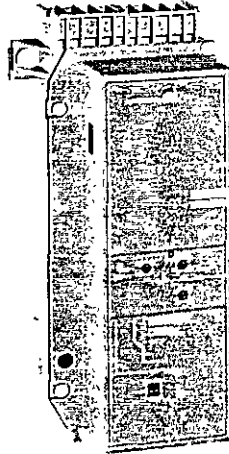
(1) Para aplicaciones especiales (CC 400 Hz etc.), consultarnos
(2) Para otras temperaturas ver pag 43
(3) Definido para cosφ de 0.25 si 20 < kA et 50 0.20 si kA eff > 50
(4) Para la unidad de control STR 68 U calibre In mínimo 400 A
(5) Cierre a 6 x Ie y apertura por debajo de 0.17 x In
(6) PAV toma anterior, PAR toma posterior

Unidades de control	pag. 11
Dimensiones y conexiones:	pag 33
Curvas de disparo.	pag 44
Esquemas eléctricos	pag 54

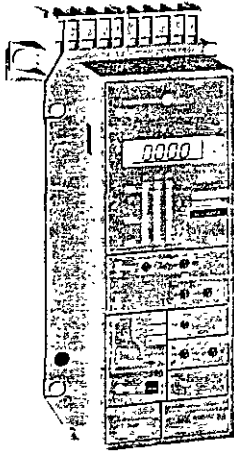
interruptor automático BT Masterpact



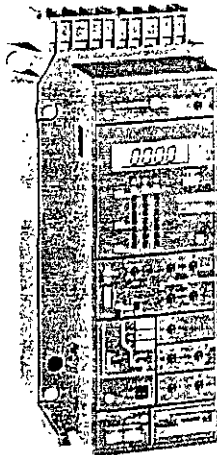
STR 18 M



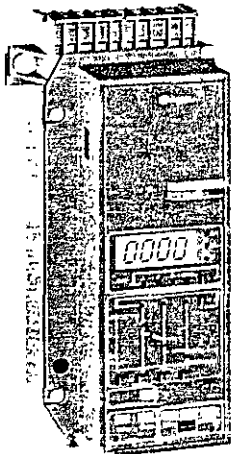
STR 28 D



STR 38 S



STR 58 U



STR 68 U

unidades de control	pag.
presentación y elección	12
unidades de control:	
STR18M / STR28D	14
STR38S / STR58U	16
STR68U	18
accesorios	22



STR18. STR28

Funciones de base
Protección instantánea (STR18) contra:
 ■ cortocircuitos por disparo instantáneo regulable
Protección estándar (STR28) contra:
 ■ sobrecargas y cortocircuitos
Señalización:
 ■ disparo por falla (cara delantera y a distancia)
 ■ paso del umbral tiempo largo (STR28 cara delantera y a distancia).

Funciones en opción
Medida (STR28):
 ■ amperímetro
Test por:
 ■ caja universal.
 ■ maleta de ensayos



STR38. STR58

Funciones de base
Protección selectiva contra:
 ■ sobrecargas con temporización fija (STR38) o regulable (STR58), con memoria térmica.
 ■ cortocircuitos con posibilidad de selectividad cronométrica.
Señalización:
 ■ disparo por falla (cara delantera y a distancia)
 ■ paso del umbral tiempo largo (cara delantera y a distancia)

Funciones en opción
Medida:
 ■ amperímetro.
Protección contra:
 ■ falla a tierra
Selectividad lógica:
 ■ sobre cortocircuito y falla a tierra (STR58)
Gestión:
 ■ control de carga (STR58).
 ■ señalización del origen de falla.
 ■ comunicación (STR58) via Dialpact (1)
Test por:
 ■ caja universal.
 ■ maleta de ensayos.



STR68

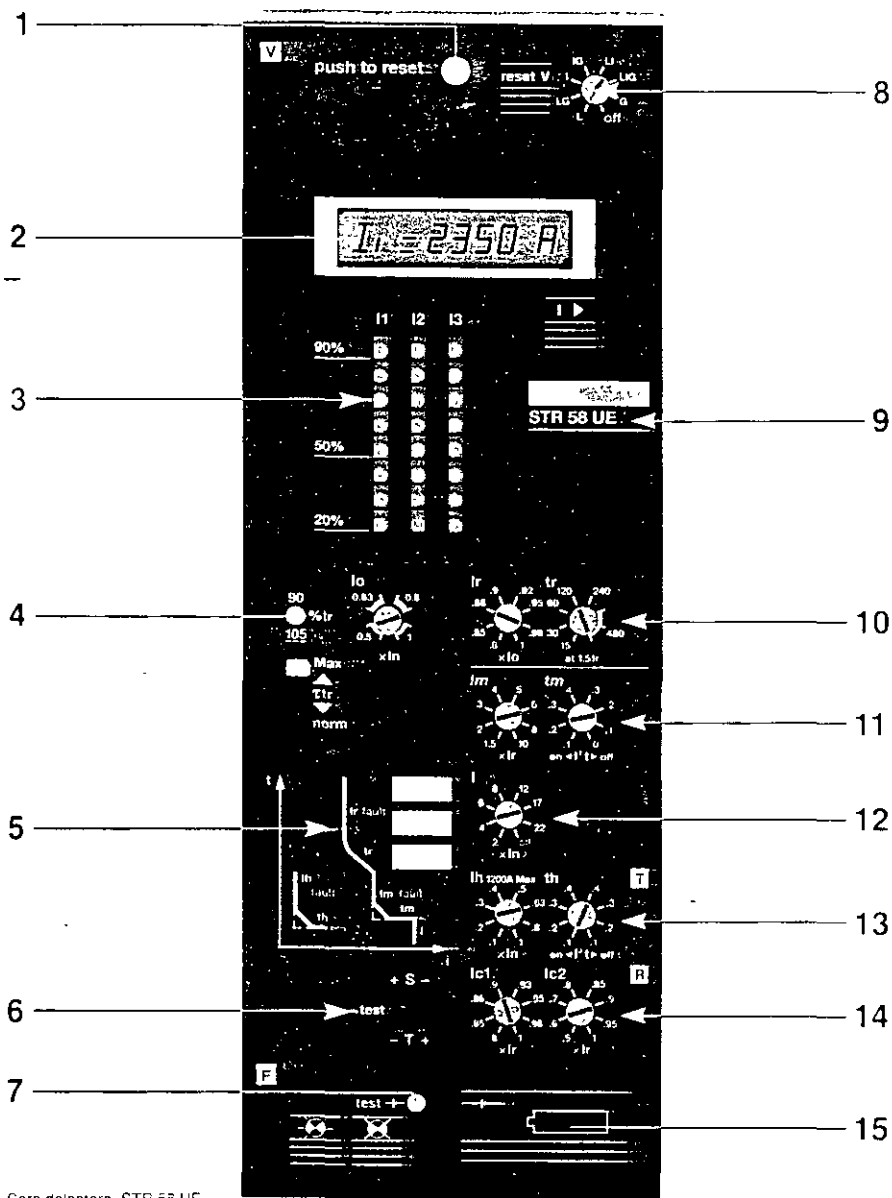
Funciones de base
Protección universal contra:
 ■ sobrecargas con temporización regulable
 ■ cortocircuitos con o sin selectividad cronométrica.
 ■ amperímetro
Medida:
 ■ amperímetro.
Gestión:
 ■ señalizaciones en cara delantera.
 ■ memorización y visualización de las intensidades cortadas.
 ■ automonitoreo.
 ■ indicador de mantenimiento
Test:
 ■ test integrado

Funciones en opción
Protección contra:
 ■ falla a tierra con o sin selectividad lógica
Medida:
 ■ visualización de V, Hz, kW, cos φ, MWh
Gestión:
 ■ control de carga.
 ■ señalización a distancia.
 ■ teletransmisión de los parámetros de regulación, de intensidades de falla, de automonitoreo, del indicador de mantenimiento, de los valores medidos

Nota
 Todas las funciones de protección funcionan con intensidad propia sin necesidad de alimentación auxiliar. La mayor parte de las funciones complementarias pueden ser alimentadas con propia intensidad. Todas las unidades de control miden el valor eficaz de la intensidad.
 (1) Dialpact
 Gama de elementos dedicados a la medida, señalización, el mando y la supervisión de los parámetros de una instalación BT.
 (2) Anulación posible en aparatos tipo N1 y H1

Elección de las funciones de base

protección	STR18M instantánea	STR28D distribución	STR38S selectiva	STR58U universal	STR68U universal
tiempo largo		■	■	■	■
temporización LR				■	■
tiempo corto			■	■	■
temporización CR			■	■	■
instantáneo fijo			■ (2)		
instantáneo regulable	■	■		■ (2)	■ (2)



1. Testigo pulsador: señalización de disparo por falla, autoriza el cierre del interruptor automatico despues del rearme
 2. Amperimetro con visualizacion digital
 3. Indicadores de nivel de intensidad
 4. Testigo luminoso de sobrecarga
 5. Testigo luminoso de disparo por falla tiempo largo, corto retardo, tierra
 6. Toma de test
 7. Test de funcionamiento de la pila
 8. Elección del tipo de falla por alarma diferenciada I_r y/o I_m y/o I_h
L falla tiempo largo (I_r)
I falla cortocircuito (I_m)
T falla tierra (I_h)
 9. Referencia de la unidad de control
M protección instantánea
D distribución
S protección selectiva
U universal
 10. Regulaciones tiempo largo
 11. Regulaciones tiempo corto
 12. Regulacion del instantaneo de alto umbral
 13. Regulaciones protección tierra
 14. Regulaciones control de carga
 15. Pila para testigo de falla
- Nota:** En version interruptor (interruptor automatico sin protección), la unidad de control se sustituye.
■ en los tipos NI y HI, por la tapa ciega STR08.
■ en el tipo HF por la unidad de control instantanea al cierre STR18I

Cara delantera STR 58 UE

anexo técnico

Medida "RMS"

RMS (root mean square) significa valor eficaz real. la unidad de control mide el valor eficaz real de la intensidad, sea cual sea la forma de onda mediante una técnica de muestreo. De este modo, la medida es insensible a los armónicos que podrían perturbar el buen funcionamiento de la red

Salidas opto-electrónicas

Permiten un aislamiento perfecto entre los circuitos internos de la unidad de control y los circuitos cableados por el instalador, gracias a la utilización de opto-transistores.

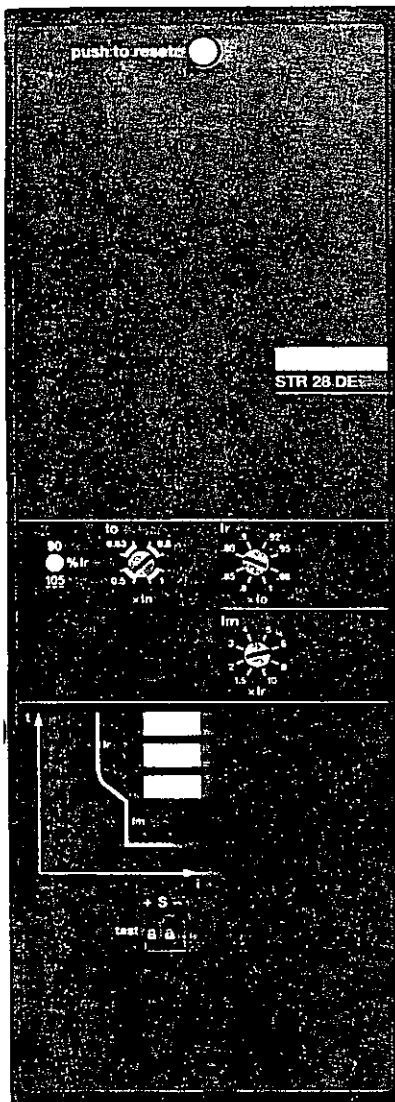
Selectividad lógica

Mediante un hilo se unen varios interruptores automáticos en cascada. Por falla tiempo corto o tierra, la unidad de control respetara la temporización únicamente si recibe la señal emitida por un interruptor automatico de baja corriente: en caso contrario el disparo será instantaneo. De este modo, la falla se elimina instantáneamente por el interruptor automatico situado inmediatamente. Los esfuerzos térmicos sufridos por la red son mínimos, mientras que se asegura la selectividad cronometrica en toda la instalación.

Protección falla a tierra

La protección de falla a tierra tiene por objeto proteger la instalación contra los riesgos de incendio causados por fallas a tierra importantes (no confundir con la protección de personas). Hay dos tipos disponibles en Masterpact "residual" (T), la unidad de control efectúa la suma vectorial de las intensidades de las fases y del neutro, en caso de que esté distribuido "source ground return" (W), la unidad de control utiliza la medida directa de un transformador exterior situado en la toma de tierra de la fuente.

Elección de los sensores (In):	pág. 8
Accesorios para unidades de control:	pág. 22
Curvas de disparo:	pág. 44
Esquemas electricos:	pág. 54



protección

La unidad de control SRT18 permite realizar una protección instantánea de alto umbral regulable

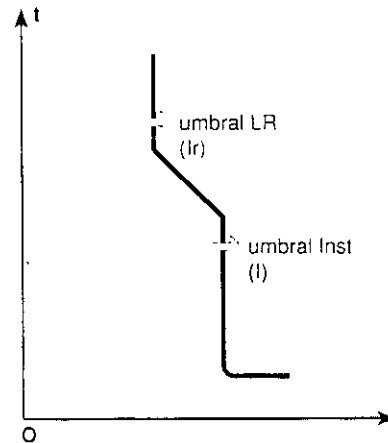
La unidad de control STR28 permite realizar

- la protección contra las sobrecargas, con la protección tiempo largo LR de tipo eficaz real (RMS) con temporización fija: esta equipada de 2 regulaciones cuya combinación permite gran precisión dentro de un rango muy amplio.
- la protección contra cortocircuitos con protección instantánea de alto umbral regulable

amperímetro

Visualización permanente mediante un display de cuarzo líquido de la fase más cargada (I_{max}) con la posibilidad de seleccionar mediante teclado la lectura de I_1 , I_2 , I_3 , I neutro.

Además, un diagrama de barras que permite la lectura inmediata de la carga de cada una de las tres fases



automonitoreo

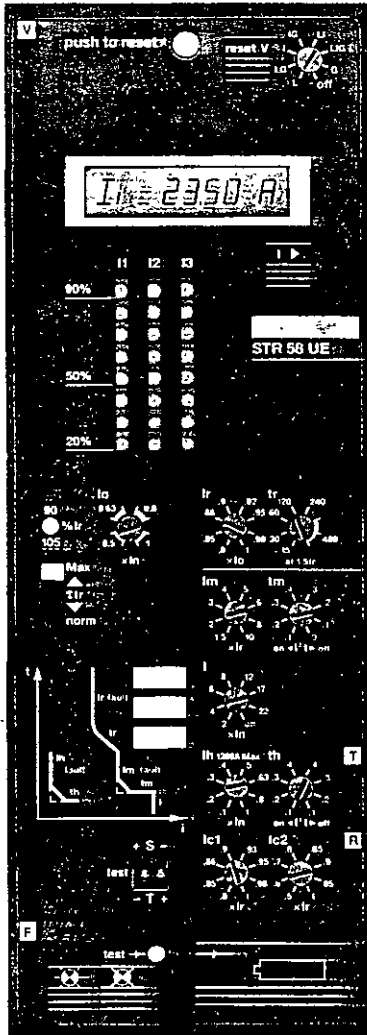
Esta función de ayuda a la explotación indica una elevación anormal de la temperatura interna de la unidad de control y provoca el disparo del interruptor automático

señalización

- falla eléctrica local (testigo-pulsador) y a distancia (SDE).
- paso del umbral tiempo largo local (LED) y a distancia

test

- por caja universal: verificación de disparo del interruptor automático
 - por maleta de ensayos: verificación de las funciones de protección con disparo del interruptor automático.
- La verificación se efectúa por inyección en la entrada de la unidad de control de una intensidad que simula la falla



protección

Las unidades de control STR38 y STR58 permiten realizar

- la protección contra sobrecargas: con la protección tiempo largo LR de tipo eficaz real (RMS):
 - ... temporización fija para la STR38.
 - ... temporización regulable para la STR58
- la protección contra cortocircuitos: con la protección tiempo corto CR
 - ... elección de tipo I2t (ON-OFF) con la protección instantánea de alto umbral I
 - ... fija para la STR38
 - ... regulable para la STR58
- la protección tierra: con selectividad cronométrica o lógica. De tipo "residual" puede ser bajo demanda de tipo "source ground return" (opción W)
- selectividad lógica: en las protecciones tiempo corto y falla a tierra (STR58)

amperímetro

Visualización permanente mediante un display de cuarzo líquido de la fase más cargada (I_{max}) con la posibilidad de seleccionar mediante teclado la lectura de I1, I2, I3, I neutro. Además un diagrama de barras que permite la lectura inmediata de la carga de cada una de las tres fases

gestión

- control de carga (opción R): en función de la regulación LR (umbral LR) dos órdenes "límite de carga" ajustables accionan salidas opto-desconectables. Se pueden utilizar para diversas aplicaciones: alarma, desconexión, reconexión, señalización, enciavamientos
- señalización de fallas: como complemento de las señalizaciones estándares de falla (testigo y contacto de paso del umbral LR) los disparos por LR, CR/I, o T se indican separadamente en la cara delantera mediante LED. Una tecla permite la anulación de la señalización después de la eliminación de la falla

automonitoreo

Esta función de ayuda a la explotación indica las siguientes anomalías:

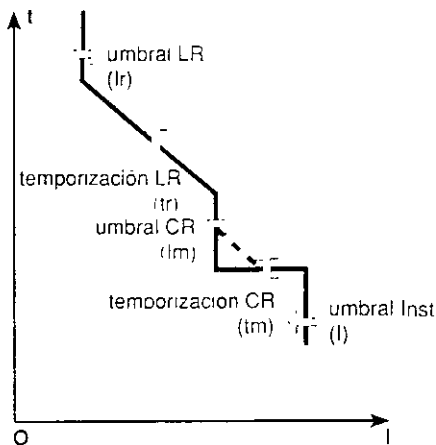
- aumento anormal de temperatura,
- funcionamiento erróneo de la unidad de control

comunicación

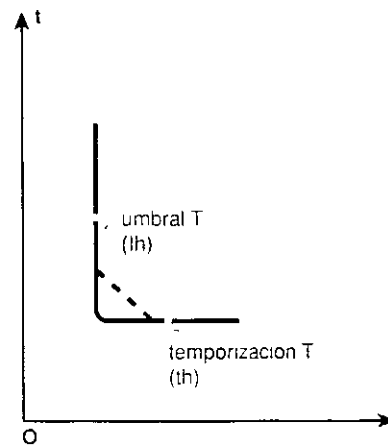
2 salidas permiten transmitir todo tipo de informaciones a módulos Dialpact (1).

test

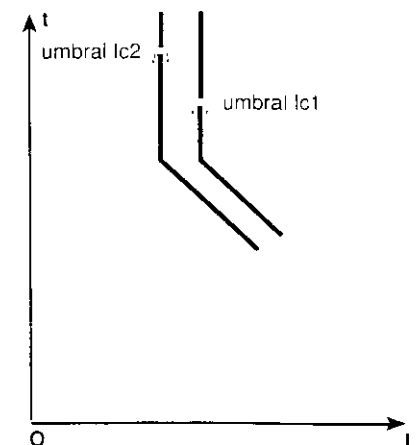
- por caja universal: verificación de disparo del interruptor automático
- por maleta de ensayos: verificación de las funciones de protección con disparo del interruptor automático. La verificación se efectúa por inyección en la entrada de la unidad de control, de una intensidad que simula la falla



regulación de las protecciones de sobrecorriencia

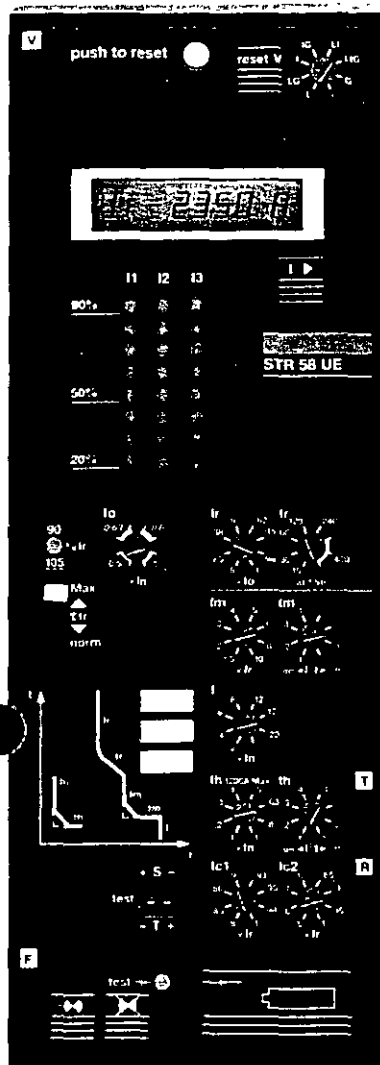


regulaciones de la protección de falla a tierra



regulaciones de control de carga (opción R)

(1) Dialpact
Gama de elementos dedicados a la medida, señalización, el mando y la supervisión de los parámetros de una instalación BT



protección

Las unidades de control STR38 y STR58 permiten realizar

■ **la protección contra sobrecargas:** con la protección tiempo largo LR de tipo eficaz real (RMS)

temporización fija para la STR38
temporización regulable para la STR58
memoria térmica

■ **la protección contra cortocircuitos:**

con la protección tiempo corto CR
elección de tipo I2t (ON-OFF) con la protección instantánea de alto umbral I fija para la STR38
regulable para la STR58

■ **la protección tierra**

con selectividad cronométrica o lógica. De tipo "residual" puede ser bajo demanda de tipo "source ground return" (opción W)

■ **selectividad lógica:**

en las protecciones tiempo corto y falta a tierra (STR58)

amperímetro

Visualización permanente mediante un display de cuarzo líquido de la fase más cargada (Imax) con la posibilidad de seleccionar mediante teclado la lectura de I1 I2 I3 I neutro

Además, un diagrama de barras que permite la lectura inmediata de la carga de cada una de las tres fases

gestión

■ **control de carga (opción R):**

en función de la regulación LR (umbral Ir), dos órdenes "límite de carga" ajustables accionan salidas opto-desconectables.

Se pueden utilizar para diversas aplicaciones: alarma, desconexión, reconexión, señalización, enclavamientos ...

■ **señalización de fallas:**

como complemento de las señalizaciones estándares de falla (testigo y contacto de paso del umbral LR) los disparos por LR, CR/I o T se indican separadamente en la cara delantera mediante LED. Una tecla permite la anulación de la señalización después de la eliminación de la falla

automonitoreo

Esta función de ayuda a la explotación indica las siguientes anomalías.

aumento anormal de temperatura
funcionamiento erróneo de la unidad de control.

comunicación

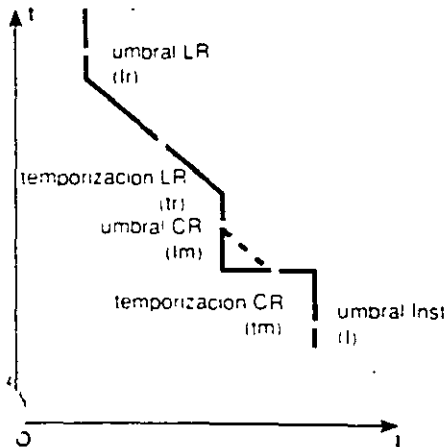
2 salidas permiten transmitir todo tipo de informaciones a módulos Dialpact (1)

test

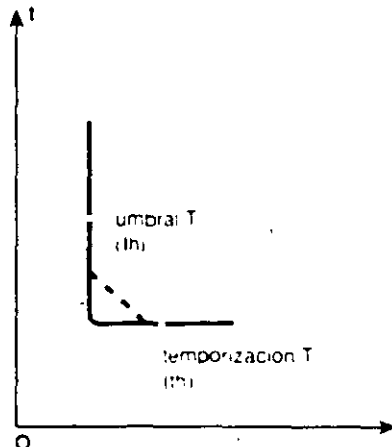
■ por caja universal: verificación de disparo del interruptor automático.

■ por maleta de ensayos: verificación de las funciones de protección con disparo del interruptor automático

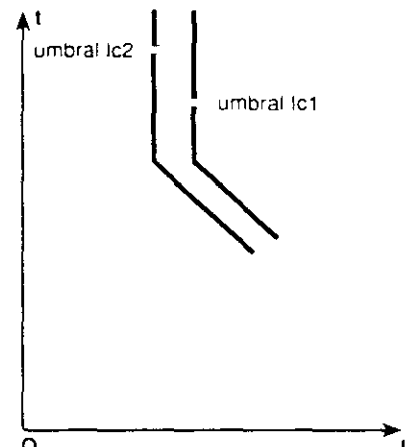
La verificación se efectúa por inyección, en la entrada de la unidad de control, de una intensidad que simula la falla



regulación de las protecciones de sobrecorriente

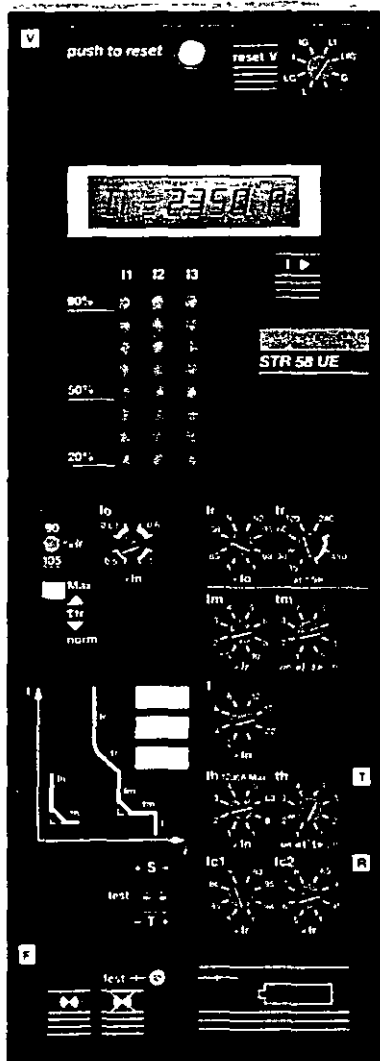


regulaciones de la protección de falta a tierra



regulaciones de control de carga (opción R)

(1) Dialpact
Gama de elementos dedicados a la medida, señalización, el mando y la supervisión de los parámetros de una instalación BT



protección

Las unidades de control STR38 y STR58 permiten realizar:

■ **la protección contra sobrecargas** con la protección tiempo largo LR de tipo eficaz real (RMS):

temporización fija para la STR38
temporización regulable para la STR58,
memoria térmica

■ **la protección contra cortocircuitos:** con la protección tiempo corto CR:

elección de tipo I2: (ON/OFF), con la protección instantánea de alto umbral I
fija para la STR38
regulable para la STR58

■ **la protección tierra**

con selectividad cronométrica o lógica. De tipo "residual" puede ser bajo demanda de tipo "source ground return" (opción W)

■ **selectividad lógica:**

en las protecciones tiempo corto y falla a tierra (STR58)

amperímetro

Visualización permanente mediante un display de cuarzo líquido de la fase más cargada (ima) con la posibilidad de seleccionar mediante teclado la lectura de I1, I2, I3, I neutro.

Además, un diagrama de barras que permite la lectura inmediata de la carga de cada una de las tres fases.

gestión

■ **control de carga (opción R):**

en función de la regulación LR (umbral I_r) dos órdenes "límite de carga" ajustables accionan salidas opto-desconectables. Se pueden utilizar para diversas aplicaciones: alarma, desconexión, reconexión, señalización, enclavamientos.

■ **señalización de fallas:**

como complemento de las señalizaciones estándares de falla (testigo y contacto de paso del umbral LR), los disparos por LR, CR I o T se indican separadamente en la cara delantera mediante LED. Una tecla permite la anulación de la señalización después de la eliminación de la falla.

automonitoreo

Esta función de ayuda a la explotación indica las siguientes anomalías:

■ aumento anormal de temperatura
■ funcionamiento erróneo de la unidad de control

comunicación

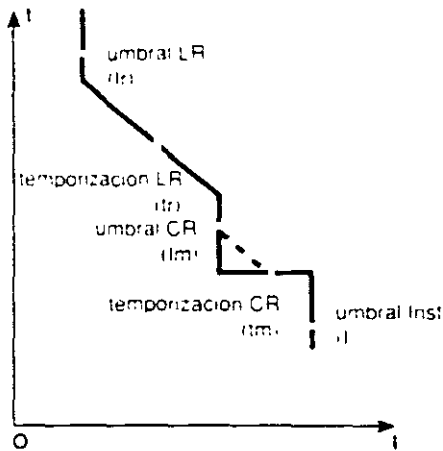
2 salidas permiten transmitir todo tipo de informaciones a módulos Dialpact (1)

test

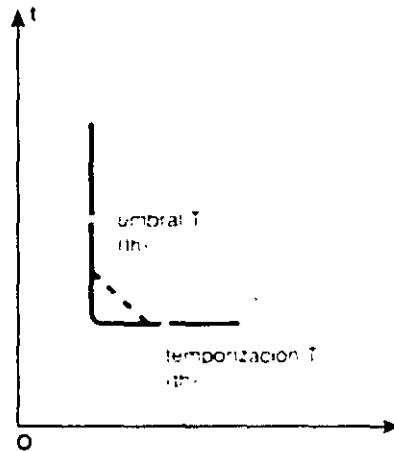
■ por caja universal: verificación de disparo del interruptor automático

■ por maleta de ensayos: verificación de las funciones de protección con disparo del interruptor automático

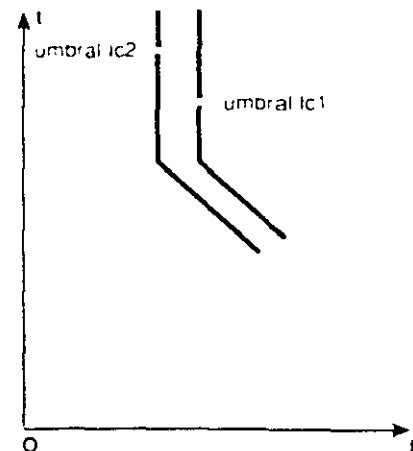
La verificación se efectúa por inyección en la entrada de la unidad de control de una intensidad que simula la falla.



regulación de las protecciones de sobrecorriente



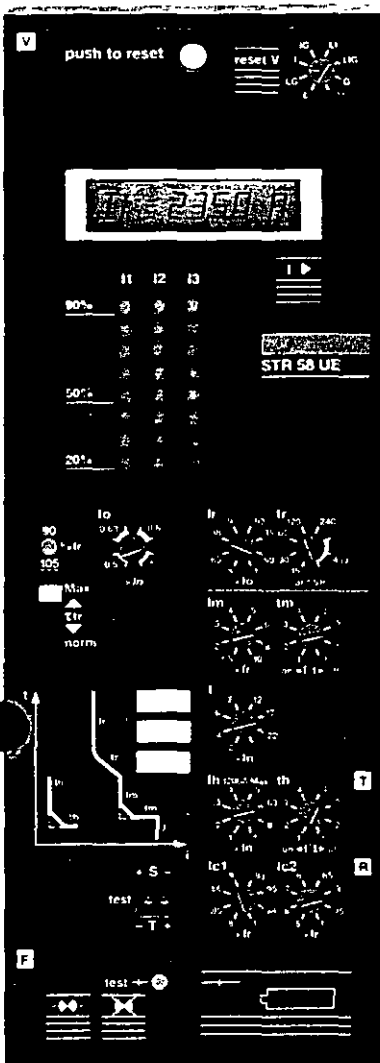
regulaciones de la protección de falla a tierra



regulaciones de control de carga (opción R)

(1) Dialpact

Gama de elementos dedicados a la medida, señalización, el mando y la supervisión de los parámetros de una instalación BT.



protección

Las unidades de control STR38 y STR58 permiten realizar

- la **protección contra sobrecargas**, con la protección tiempo largo LR de tipo eficaz real (RMS):
 - temporización fija para la STR38
 - temporización regulable para la STR58.
 - memoria térmica
- la **protección contra cortocircuitos**: con la protección tiempo corto CR:
 - elección de tipo I2t (ON/OFF), con la protección instantánea de auto umbral I fija para la STR38
 - regulable para la STR58
- la **protección tierra** con selectividad cronométrica o lógica. De tipo "residual" puede ser bajo demanda, de tipo "source ground return" (opción W)
- **selectividad lógica** en las protecciones tiempo corto y falla a tierra (STR58).

amperímetro

Visualización permanente mediante un display de cuarzo líquido de la fase más cargada (Imax) con la posibilidad de seleccionar mediante teclado la lectura de I1, I2, I3, I neutro. Además un diagrama de barras que permite la lectura inmediata de la carga de cada una de las tres fases.

gestión

- **control de carga (opción R)**, en función de la regulación LR (umbral Ir), dos órdenes "límite de carga" ajustables accionan salidas opto-desconectables. Se pueden utilizar para diversas aplicaciones: alarma, desconexión, reconexión, señalización, enclavamientos
- **señalización de fallas**: como complemento de las señalizaciones estándares de falla (testigo y contacto de paso del umbral LR) los disparos por LR, CR, I o T se indican separadamente en la cara delantera mediante LED. Una tecla permite la anulación de la señalización después de la eliminación de la falla

automonitoreo

Esta función de ayuda a la explotación indica las siguientes anomalías:

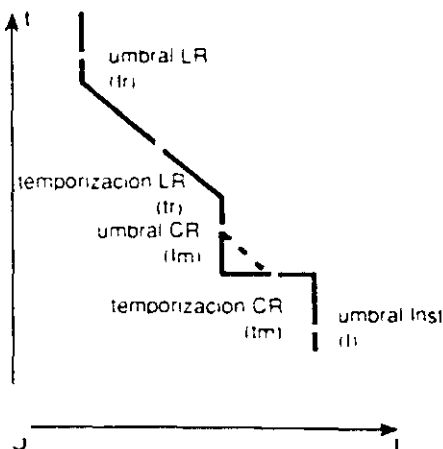
- aumento anormal de temperatura
- funcionamiento erróneo de la unidad de control

comunicación

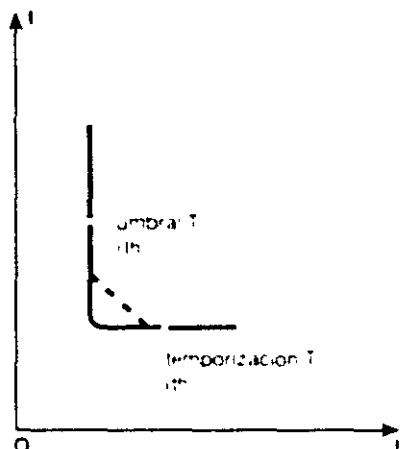
2 salidas permiten transmitir todo tipo de informaciones a módulos Dialpact (1)

test

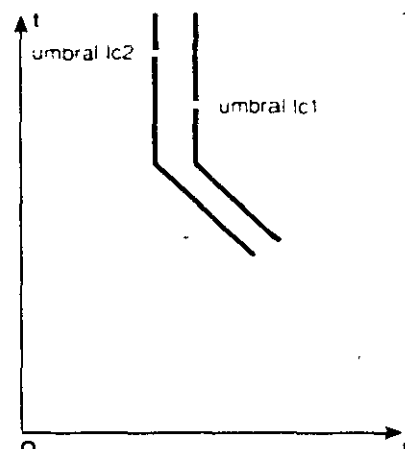
- por caja universal: verificación de disparo del interruptor automático
 - por maleta de ensayos: verificación de las funciones de protección con disparo del interruptor automático
- La verificación se efectúa por inyección en la entrada de la unidad de control de una intensidad que simula la falla



regulación de las protecciones de sobrecorriente



regulaciones de la protección de falla a tierra



regulaciones de control de carga (opción R)

(1) Dialpact: Gama de elementos dedicados a la medida, señalización, el mando y la supervisión de los parámetros de una instalación BT.

características

unidades de control "RMS"		STR18M	STR28D
funciones básicas			
■ protección tiempo largo LR			
umbral I_r (A)	$I_r = I_0 X$	no	0.8 a 1 (8 escalones)
disparo entre 1.05-1.20 I_r	$I_0 = I_n X$	no	0.5 a 1 (4 escalones)
temporización máxima (s)	tr a 1.5 I_r (s)		200 s
(fija)	tr a 6 I_r (s)		7.5 s
precisión: $\pm 0 - 20\%$	tr a 7.2 I_r (s)		5.2 s
■ protección instantánea			
umbral I (A)	$I =$	$2 \times I_n \text{ a Max } (3)$	$1.5 \text{ a } 10 \times I_r$
	precisión	$\pm 15\%$	$\pm 15\%$
■ señalización de falla			
disparo por falla	testigo-pulsor en cara delantera	estandar	estandar
	contacto de señalización a distancia (SDE)	estandar	estandar
paso del umbral LR	diodo electroluminiscente		estandar
	contacto de señalización a distancia a 0.9 I_r (opto)		0.1 A / 240 V
	alimentación		por propia intensidad
■ funciones opcionales			
■ amperímetro ""			
visualización	valor		I1-I2-I3-I _N ⁽²⁾
entre 0.2 y 1.20 I_n	precisión		$\pm 1.5\%$ ⁽¹⁾
	indicación por diagrama de barras		I1-I2-I3
	resolución		10%
	alimentación		por propia intensidad
■ accesorios:		(ver pág. 22)	

"RMS" designa la medida del valor eficaz de la intensidad.
 (1) añadir la precisión de los transformadores internos $\pm 3\%$
 (2) visualización permanente de la fase más cargada
 (3) $Max = I_n \times$

I_n	máximo = $I_n \times \dots$
≤ 630 A	28
800 - 1000 A	28
1200 - 1600 A	24
2000 A	20
2500 A	14
3000 - 3200 A	12
4000 - 6300 A	10

características

unidades de control "RMS"		STR38S	STR58U
funciones basicas			
■ protección tiempo largo LR			
umbral Ir (A)	$I_r = I_n \times X$	0.8 a 1 (8 escalones)	0.8 a 1 (8 escalones)
disparo entre 1.05-1.20 Ir	$I_o = I_n \times X$	0.5 a 1 (4 escalones)	0.5 a 1 (4 escalones)
	posición OFF	no	bajo demanda
temporización máxima (s)		lija	regulable
	Ir a 1.5 Ir (s)	120	15 30 60 120 240 480
	Ir a 6 Ir (s)	7.5	0.94 1.88 3.75 7.50 15 30
	Ir a 7.2 Ir (s)	5.2	0.65 1.30 2.60 5.20 10 21
precisión: + 0 - 20%			
memoria térmica (60 mn)		estandar	estandar + posición OFF
■ protección corto retardo CR			
umbral Im (A)	$I_m = I_r \times X$	1.5 a 10 ± 15%	1.5 a 10 ± 15%
temporización (s)	escalón Im con 12t OFF	0 0.1 0.2 0.3 0.4	0 0.1 0.2 0.3 0.4
	escalón Im con 12t ON	0.1 0.2 0.3	0.1 0.2 0.3
temp. max. de sobrecarga sin disparo (ms)		0 80 140 230 350	0 80 140 230 350
temp. max. de corte (ms)		80 140 230 350 500	80 140 230 350 500
■ protección instantánea I			
umbral I (A)	$I = I_n \times X$	lijo alto umbral (MAX*) ± 20%	2 a MAX* ± 15%
posición OFF en cara delantera		en tipos N1 y H1	en tipos N1 y H1
■ señalización de falla			
disparo por falla	testigo-pulsador en cara delantera	estandar	
	contacto de señalización a distancia (SDE)	10 A/240 Vca	
paso de umbral LR	diodo electroluminiscente	lijo a 0.9 Ir, parpadeante a 1.05 Ir	
	contacto de señalización a distancia de Ir	0.1 A/240 Vca (opto desconectable)	
	alimentación	por propia intensidad	
■ automonitoreo			
	calentamiento interno	estandar	
funciones opcionales			
■ protección "falta a tierra" T o W			
		tipo "residual" T	
		o tipo "source ground return" (W) bajo pedido	
umbral Ih (A)	$I_h = I_n \times X$	0.1 a 1200 A (4) ± 15%	
temporización (s)	escalón Ih	0.1 0.2 0.3 0.4	
	temp. max. de sobrecarga sin disparo (ms)	60 140 230 350	
	temp. máximo de corte	140 230 350 500	
12t ON/OFF	selección en cara delantera	estandar	
■ amperímetro (I)			
visualización	valor de	I1 (2-13-In-Ih (3) ± 15% (1)	
entre 0.2 y 1.20 In	indicación por diagrama de barras	I1-I2-I3 resolución 10%	
	alimentación	por propia intensidad	
■ señalización de tipo de falla (F)			
	diodos electroluminiscentes en cara delantera	disparo Ir-Im-Ih	
alimentación	con modulo de pila	sin alimentación exterior	
	con alimentación exterior	por modulo AD	
■ contacto de señalización de tipo de falla seleccionado (V)			
salida por contacto seco en función del tipo de falla seleccionado (2)			Ir y o Im/I y/o Ih
alimentación			por modulo AD
■ selectividad lógica (Z)			
contacto opto-electronico			protección corto retardo CR y protección tierra T,W
■ control de carga (R)			
umbral límite Ic1 (A)	$I_{c1} = I_r \times X$		0.8 a 1 (8 escalones) ± 1% (5)
temporización máxima tija	tr1 a 1.5 Ic1 =		0.5 X tr
	salida por contacto opto-electronico		0.1 A/240 Vca
umbral límite Ic2 (A)	$I_{c2} = I_r \times X$		0.5 a 1 (8 escalones) ± 1% (5)
temporización máxima tija	tr2 a 1.5 Ic2 =		0.25 X tr
	salida por contacto opto-electronico		0.1 A/240 Vca
temporización de reconexión			lija a 10 s
■ comunicación (COM)			
salidas de transmisión de datos mediante modulos diaplaci			2 salidas
valores transmitidos	todas las regulaciones de la unidad de control		■
	alarmas umbral Ir, tipo de falla automonitoreo		■
	umbrales de control de carga		■
	valor de intensidad I1 I2 I3 In		■
alimentación			por modulo AD
■ accesorios (ver pag. 22)			

(1) añadir la precisión de los transformadores internos ± 3%

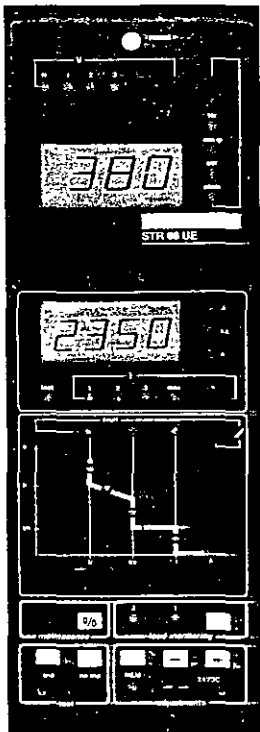
(2) conectado en paralelo con el botón pulsador de apertura por MX, impide el cierre del interruptor automático en función del tipo de falla elegido

(3) visualización permanente de la fase más cargada

(4) 0.2 x In a 1200 A sin alimentación exterior

(5) precisión relativa a la protección tiempo largo LR

*max = In X...	N-H	L
630 A	28	14
800-1000 A	28	10
1200-1600 A	24	8
2000 A	20	6
2500 A	14	6
3000-3200 A	12	
4000-6300 A	10	



La unidad de control STR68U presenta las funciones de medida, supervisión y gestión de energía.

La tecnología con microprocesador asociada al display numérico de cuarzo líquido y a un teclado permite una gran precisión y una extrema simplicidad de regulación.

La STR68U presenta en estándar:

- protección universal
- función amperímetro
- señalización de las causas de falla,
- valor de las intensidades cortadas,
- indicador de mantenimiento

Además se pueden elegir una serie de opciones por medio de tres tipos de módulos:

- 6 contactos de señalización (m01 a 15),
- teletransmisión (m17 a 32);
- medida de energía (módulo P)

protección

La unidad de control STR68 permite realizar:

- la protección contra las sobrecargas: por la protección tiempo largo LR con temporización regulable y posibilidad de memoria térmica
- la protección contra los cortocircuitos: retardada, con la función tiempo corto CR ya que la curva I2t puede ser anulada por el usuario,
- instantánea, con la función Inst anulable a voluntad,
- la protección "falla a tierra" con selectividad cronométrica o lógica. De tipo "residual" puede ser bajo demanda, de tipo "source ground return"

amperímetro

Un display numérico permite la selección mediante una tecla de:

- la lectura de I1, I2, I3 In,
- la lectura de la fase más cargada (Imáx)

gestión

Control de carga:

en función de la regulación LR (umbral Ir) dos órdenes límite de carga regulables accionan las salidas opto-desconectables. Esta función está indicada para múltiples aplicaciones: desconexión, reconexión, alarma, señalización, enclavamientos

señalización de falla

Como complemento a las señalizaciones estándares de falla (testigo-pulsador y contacto SDE) los disparos LR, CR/I, o T se indican por separado en la cara delantera mediante LED

indicador de mantenimiento

El indicador muestra un valor que aumenta en función de las intensidades cortadas y del número de maniobras efectuadas. La revisión de los contactos principales se hace necesaria cuando indica 100-200.

automonitoreo

Esta función de ayuda a la explotación indica el mal funcionamiento del microprocesador o un aumento anormal de la temperatura.

La apertura automática del aparato se puede acompañar bajo demanda, de la señalización en la cara delantera. Además, es posible la señalización a distancia mediante el módulo m

medida de potencia

Esta función de ayuda a la gestión de energía permite la medida y la visualización de los siguientes parámetros: tensión, frecuencia, factor de potencia, potencia activa, energía activa.

Todas estas informaciones se pueden teletransmitir mediante los módulos m17 a m32.

Además, la potencia y la energía reactiva se miden y se teletransmiten, pero no se visualizan en la cara delantera.

teletransmisión

La opción m permite la transmisión de las siguientes informaciones por RS 485 a 4800 o a 9600 bauds:

- valor de las intensidades I1, I2, I3 In, Imáx,
 - valor de P, U, cos φ, W, frecuencia,
 - valor de los parámetros de regulación LR, CR/INST, T, Ic1, Ic2,
 - posición del interruptor automático abierto o cerrado,
 - señalización diferenciada de falla,
 - valor de la intensidad cortada,
 - paso de umbral (real o simulado),
 - estado de la memoria térmica,
 - posición de "prueba",
 - estado de la salida de automonitoreo,
 - indicador de mantenimiento.
- El interface ET44, obligatorio en la opción teletransmisión, permite el telecomando del interruptor automático.

prueba

Integrada en la unidad de control, esta función permite verificar:

- todos los puntos de las curvas de protección y control de carga,
- el funcionamiento de las señalizaciones locales diferenciadas.

Mediante una tecla se selecciona el disparo o no del interruptor automático.

Nota: durante la prueba y con el aparato en servicio, la protección permanece operativa y prioritaria.

alimentación

Las funciones de protección están alimentadas por propia intensidad y no precisan alimentación auxiliar.

Las funciones de visualización, señalización y memorización de fallas necesitan alimentación auxiliar.

características

unidades de control "RMS"		STR68U
funciones básicas		
■ protección tiempo largo LR		
umbral Ir (A)	$I_r = I_n \times$ disparo	0.4 a 1 (por pasos de 2%, mini 160 A) entre 1.05 y 1.20 Ir
temporización máxima (s)		regulable
	tr a 1.5 Ir (s)	15 30 60 120 240 480
	tr a 6 Ir (s)	0.94 1.88 3.75 7.50 15 30
precisión +0/-20%	tr a 7.2 Ir (s)	0.65 1.30 2.60 5.20 10 21
memoria térmica (60 mn)		estandar + posición OFF
■ protección tiempo corto CR		
umbral Im (A)	$I_m = I_r \times$	0.4 a 15 (por pasos de 4%) $\pm 10\%$
temporización (s)	escalón tm con 12 t OFF	0.1 0.2 0.3 0.4
	escalón tm con 12 t ON	0.1 0.2 0.3 0.4
	temp. max. de sobreintensidad sin disparo (ms)	60 140 230 350
	temp. max. de corte (ms)	140 230 350 500
memoria térmica (10 min)		estándar + posición OFF
■ protección instantánea I		
umbral fijo I (kA)	$I = (kA)$	M08 a M16 50; M20 a M32 65; M40 a M63 75 \pm
umbral regulable	$I =$	15% de In a umbral fijo (por pasos de 8% mini
posición OFF en cara delantera		1.6kA) $\pm 15\%$ en tipos N1 y H1
■ señalización y memorización		
disparo por falla	testigo pulsador en cara delantera	estándar
	contacto de señalización a distancia (SDE)	10 A/240 Vca
pasos de umbrales	diodo electroluminiscente	estandar
	alimentación	por propia intensidad
tipo de falla	diodo electroluminiscente	estandar
valor de intensidad cortada	visualización en amperímetro	estandar
	alimentación	110 V - 220 V - 380 Vca 50/60 Hz ¹²⁾
automonitoreo	calentamiento interno y error del microprocesador	estandar
■ indicador de mantenimiento		
visualización del nivel del uso de los contactos principales		entre 0 y 655
■ amperímetro		
visualización	valor de	I1 - I2 - I3 - I max $\pm 3\%$
	alimentación	por propia intensidad
■ prueba		
funciones opcionales		
■ protección "falla a tierra" T		
		tipo residual o tipo "source ground return" bajo demanda posibilidad de selectividad lógica (módulo m)
umbral Ih (A)	$I_h = I_n \times$	0.2 a 1 (por pasos de 2% máx. 1200 A, mini 160 A) $\pm 10\%$
temporización (s)	escalón th	0.1 0.2 0.3 0.4
	temp. max. de sobreintensidad sin disparo (ms)	60 140 230 350
	temp. máx. de corte	140 230 350 500
memoria térmica (60 s)		estandar
■ módulos m01 a m16		
		6 salidas a elección del usuario
■ módulos m17 a m32		
		2 salidas a elección del usuario y teletransmisión de todas las informaciones
■ módulo P		
		medida de potencia
características de las salidas		
alimentación		opto-desconectables 0.2 A- 24 Vcc ¹¹⁾
■ salidas de control de carga		
		dos posibilidades
2 umbrales límites Ic1 y Ic2 (A)	umbral Ic1 = $I_n \times$	0.2 a 1 por pasos de 2%
	temporización tr1 =	0.5 X tr $\pm 5\%$
	umbral Ic2 = $I_n \times$	0.2 a 1 por pasos de 2%
	temporización tr2 =	0.25 por tr $\pm 5\%$
1 umbral límite Ic1 (A)	umbral Ic1 = $I_n \times$	0.2 a 1 por pasos de 2%
1 umbral de nueva toma Ic2 (A)	temporización tr1 =	0.5 por tr $\pm 5\%$
	umbral Ic2 = $I_n \times$	0.2 a 1 por pasos de 2%
	temporización tr2 =	60 s fijo $\pm 5\%$
■ salidas de señalización a distancia		
tipo de falla		disparo por Ir (LR), Im (CR), Ih (T)
automonitoreo		alarma
selectividad lógica		para protección falla a tierra T
"RMS" indica la medida del valor eficaz de la intensidad		

con teletransmisión ⁽¹⁾

opcion	m17	m18	m19	m20	m21	m22	m23	m24	m25	m26	m27	m28	m29	m30	m31	m32
teletransmisión																
todos los parametros (ver pag 18)	3	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
envio a distancia																
control de carga																
umbral lc1 señalización de paso							3			3		1				
orden de límite (desconexión)								3	1		1		1	1	1	1
umbral lc2 señalización de paso												1				
orden de límite (desconexión)													1			
orden de nueva toma (reconexión)															1	
señalización de disparo																
lr	3															
lm/l	3	1	1							3	1					
lh			3	1	1				1							
automonitoreo		1		1		1										1
selectividad logica																
en "proteccion falla a tierra"					3	1	1	1	1							

(1) con los módulos m17 a m32 se aconseja pedir además para la versión extraible: 1 CD (contacto posición desconectado) y 1 BS (regletero de bornes suplementario) y es siempre necesario utilizar un módulo AD

zonas de funcionamiento

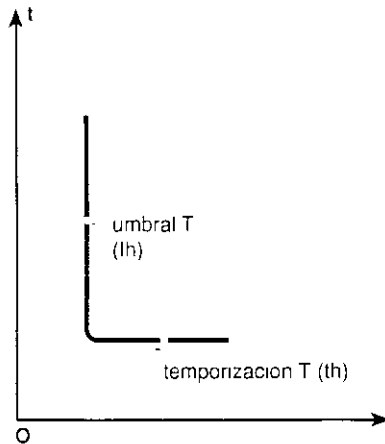
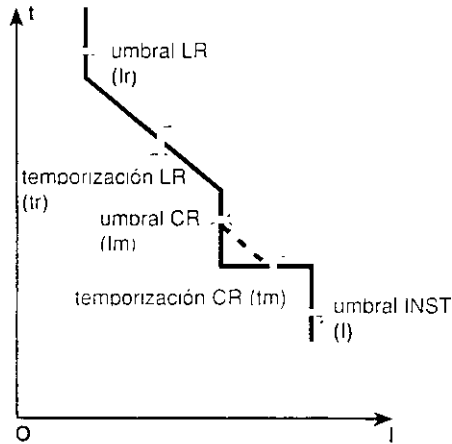
Funciones de base: largo retardo LR, corto retardo CR, instantáneo INST

Protección "falla a tierra" (opción T)

Regulaciones "salida de fábrica"

La unidad de control STR66U se sirve con las siguientes regulaciones

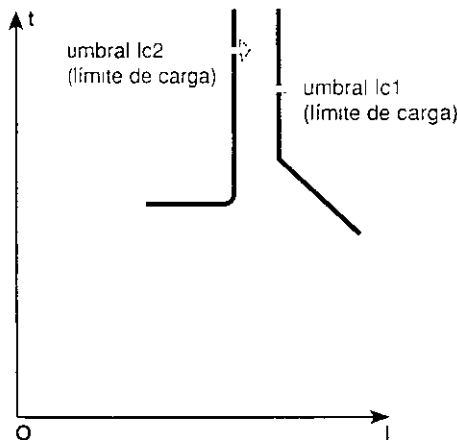
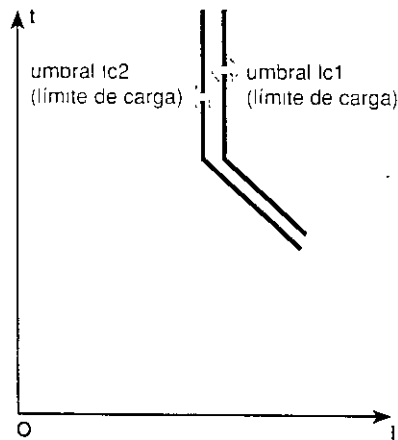
LR	umbral lr	ln
	temporización tr	480 s
CR	umbral lm	4 ln
	temporización tm	0.2 s
INST	umbral l	máx
T	umbral lh	0.2 ln
	temporización th	0.1 s
	control de carga	lc1 ln
		lc2 ln



control de carga (opción m)

Funcionamiento con 2 umbrales de límite de carga

Funcionamiento con 1 umbral de límite de carga y 1 umbral de nueva forma



módulo pila

Asociado a la señalización local de las causas de falla (opcion F en STR38 y STR58), el módulo pila evita toda alimentación exterior de la unidad de control para salvaguardar la información mostrada en la cara delantera

Este módulo está equipado de un botón de reactivación de la señalización que aumenta la duración de la pila
Un botón de test controla el estado de carga de la pila

módulo interface ET44

Asociado obligatoriamente a la teletransmisión de la unidad de control STR68, el módulo interface ET44 permite:

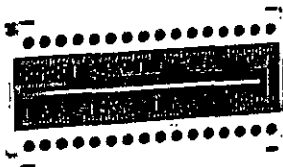
- la elección de la velocidad de transmisión
- el direccionamiento del aparato independientemente de cualquier manipulación de los aparatos extraíbles.
- el mando a distancia directo del aparato, gracias a dos salidas activables mediante teletransmisión

Instalación: fijación sobre placa vertical o guía simétrica
Alimentación: 24 Vcc con aislamiento galvanico, o módulo de alimentación tipo AD.

módulo ampliación (MR6)

El módulo MR6 permite la ampliación de las informaciones procedentes de las salidas de los módulos m01 a m32 de la unidad STR68 gracias a 6 contactos inversores de salida 10 A/220 Vca o 3 A/24 Vcc
Instalación: sobre placa vertical o guía simétrica

La utilización del módulo MR6 necesita siempre la incorporación del módulo de alimentación AD



módulo alimentación (AD)

Este módulo alimenta las opciones de las unidades de control que no pueden funcionar por propia intensidad.

- STR38 y STR58: señalización de tipo de falla (F).
- STR58: contacto de señalización diferenciada (V)
- STR58: opción comunicación (COM).
- STR68: señalización y memorización de la intensidad de falla, medida indicador de mantenimiento alarmas
- módulo MR6

Además, este módulo protege las unidades de control contra las sobretensiones transitorias mediante aislamiento galvanico.

Tensiones de alimentación:

- CA 50/60 Hz 110 V 220 V o 380 V (-20% +15%) (consumo 10 VA)
- CC 24/30 V 48/60 V, 125 V (± 20%) (consumo 10 W)

Instalación: sobre placa vertical o guía simétrica.



módulo batería (BAT)

El módulo BAT se utiliza como complemento del módulo AD cuando es necesario salvaguardar las informaciones de señalización y visualización
Este módulo se conecta en tampon entre la alimentación y la unidad de control y permite una autonomía de alrededor

- 12 horas con las unidades de control STR38 y STR58
- 1 hora 30 min con la unidad de control STR68

Instalación: sobre placa vertical o guía simétrica.
(temperatura ambiente 0°C a +50°C)



cája universal (BU)

Esta caja autónoma y portátil permite:

- para la unidad de control STR68: la alimentación, verificación, regulación y prueba del conjunto interruptor automático - unidad de control (aparato sin instalar)
- para las otras unidades de control permite la verificación del buen funcionamiento y disparo del interruptor automático.

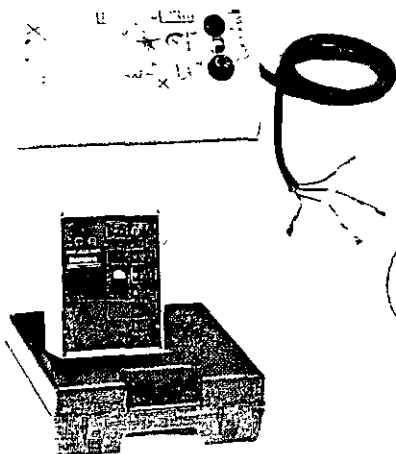
Alimentación: 5 pilas alcalinas 9V (no suministradas).

maleta de ensayo (ME)

La maleta de ensayo permite verificar un punto de funcionamiento para las protecciones:

- LR: verificación del disparo a 1.5 lr.
- CR: verificación del disparo a 15 lr.
- T: verificación del disparo a 0.8 ln

Alimentación: 110-220 Vca 50/60 Hz



utilización

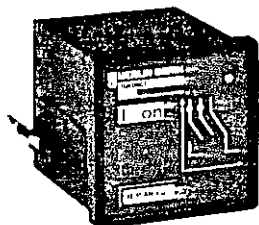
Los módulos Dialpact se asocian al interruptor automático Masterpact para realizar las funciones de

- mando.
- medida y visualización

La señalización, mando o medida se realizan

- en cara delantera del módulo Dialpact
- a distancia, vía BatiBUS y JBUS, en el marco de una instalación automatizada de distribución BT

Todos los enlaces de los módulos Dialpact entre ellos, con los interruptores automáticos, y con los contactos auxiliares TC, etc se realizan con la ayuda de cableados prefabricados



señalización

Los módulos Dialpact ES indican los estados del Masterpact al que están asociados (abierto, cerrado, disparado, etc.)

Los casos de la figura que presentan los interruptores automáticos Masterpact están cubiertos por los 3 módulos ES

La señalización se realiza mediante testigos luminosos en la cara delantera de los módulos

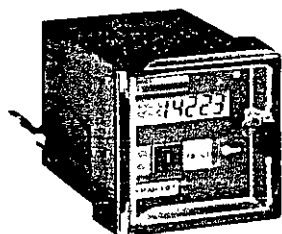
El enlace con el Masterpact asociado es mediante un cableado prefabricado

El envío de las informaciones a un supervisor es posible con los módulos equipados de una salida BatiBUS

Consumo máximo de un módulo ES a 24 V 50 mA

función	auxiliar o unidad de control STR58 y opciones de Masterpact	módulo Dialpact		
		ES13	ES21	ES23
abierto/cerrado	contacto OF	■	■	■
disparado por falla (sobrecarga, cortocircuito, falla diferencial detectado por el bloque Vigl, falla "tierra" de la unidad de control)	contacto SDE	■	■	■
falla diferencial solo (interruptor asociado a un Vigrex)	contacto OF del Vigrex	■	■	■
causa de disparo	opciones COM		■	■
paso de umbral	opciones R y COM		■	■
alarma de temperatura	opcion COM		■	■
medida de intensidad por fase	opcion COM			■
parametros de regulacion de STR58	opcion COM			■

- en cara delantera del módulo Dialpact
- transmitido vía BatiBUS

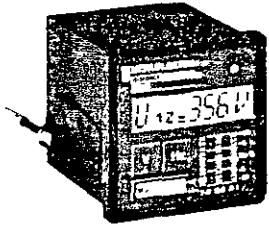


mando

Utilizado conjuntamente con un módulo Dialpact de señalización ES13, ES23 o de teletransmisión ET23, el módulo EC13 permite maniobrar el Masterpact al que está asociado

función	módulo Dialpact EC13
local/ a distancia	■
orden de abertura	■ —
orden de cierre	■
orden de rearme	■ —
rearme diferenciado bajo defecto	■
contador de maniobras (0 a 99999)	■ —
mando a distancia por BatiBUS	

- en cara delantera de módulo Dialpact
- transmitido vía BatiBUS



medida de tensión

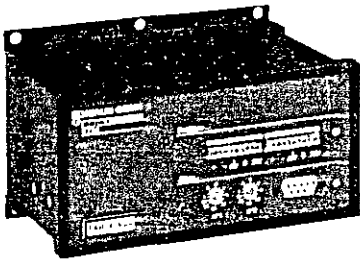
Los módulos Dialpact EU miden y visualizan las tensiones y la frecuencia
Consumo máximo de un módulo EU a 24 V 100 mA

medida de potencia

Los módulos Dialpact EP miden y visualizan las intensidades, tensiones, frecuencia, potencias y energías activas y reactivas
Consumo máximo de un módulo EP a 24 V 250 mA

función	módulo Dialpact			
	EU11	EU13	EP11	EP13
intensidad por fase			■	■
Imax			■	■
diagrama de barras de I por fase			■	■
tensión entre fases	■	■	■	■
tensión entre fases y neutro	■	■	■	■
diagrama de barras de equilibrio de tensiones	■	■	■	■
frecuencia	■	■	■	■
factor de potencia			■	■
potencia activa			■	■
potencia reactiva			■	■
energía activa			■	■
energía reactiva			■	■

■ en cara delantera del módulo Dialpact transmitido via BatiBUS

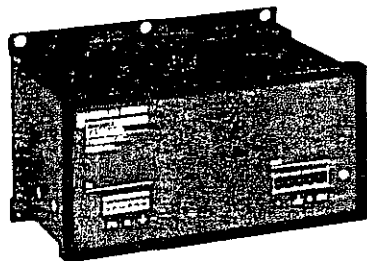


teletransmisión

■ entre los Masterpact con unidad de control STR58 equipada de la opción COM y la red de tierra BatiBUS el enlace se realiza mediante un módulo Dialpact ET23.

■ entre la red de tierra BatiBUS y una red de supervisión JBUS, el enlace se realiza mediante un módulo Dialpact ET34. Este módulo garantiza la homogeneidad entre los cuadros equipados de módulos Dialpact y la unidad de control STR68 así como Vigilohm System
Consumo máximo de un módulo ET a 24 V 50 mA

función	módulo Dialpact	
	ET23	ET34
interface TOR entre aparato y BatiBUS	■	
interface entre COM y BatiBUS	■	
interface entre BatiBUS y JBUS		■
LED de funcionamiento de BatiBUS	■	■
LED de funcionamiento de JBUS		■
salida JBUS 9600 bauds		■
TOR, todo o nada		
LED: diodo electroluminiscente		



alimentación

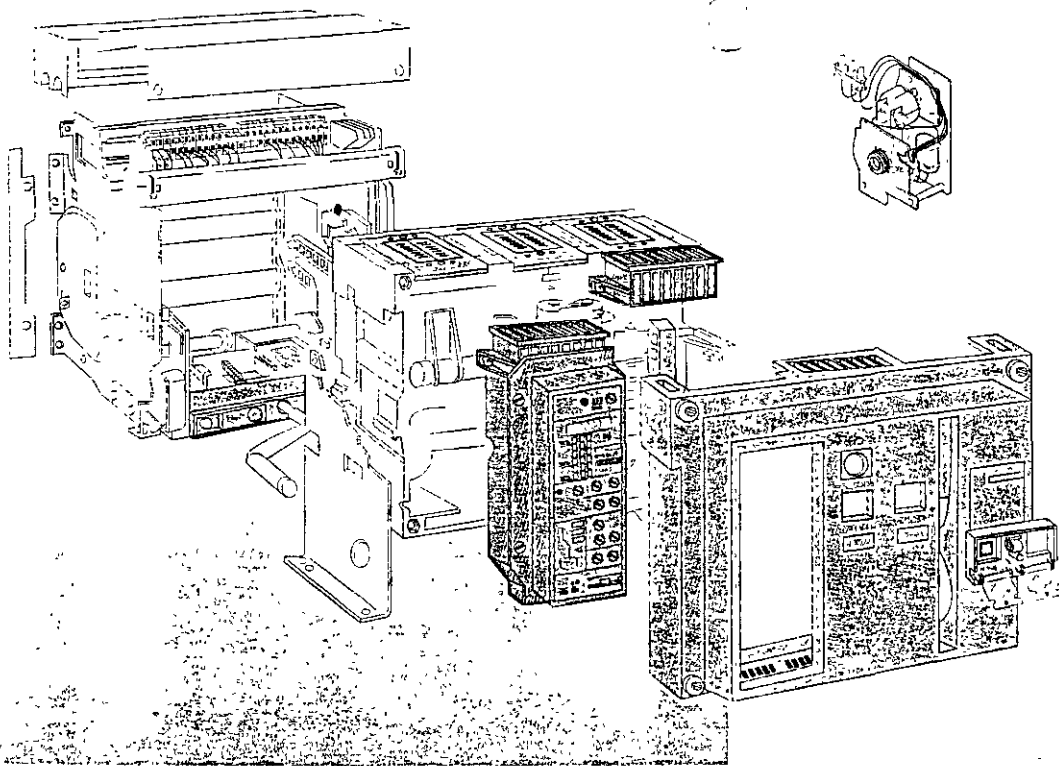
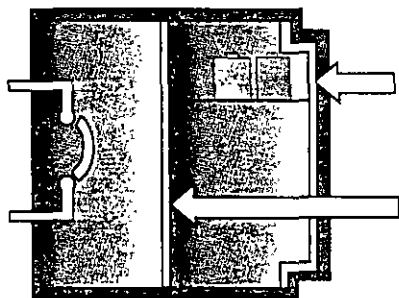
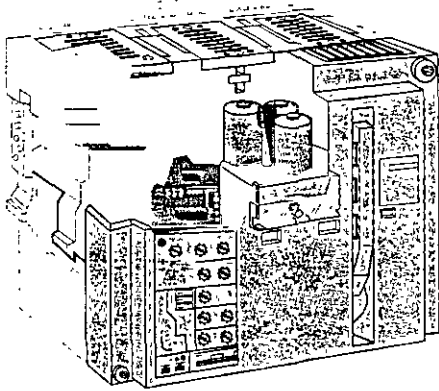
Todos los módulos Dialpact necesitan
 ■ una alimentación 24 Vcc para las cajas
 ■ una alimentación 15 Vcc para BatiBUS
 Consumo máximo de los módulos Dialpact a 24 Vcc
 ■ ES, EC y ET 50 mA
 ■ EU 100 mA
 ■ EP, 250 mA para el conjunto de las dos cajas
 Consumo máximo de los puntos BatiBUS de los módulos Dialpact a 15 Vcc 2 mA

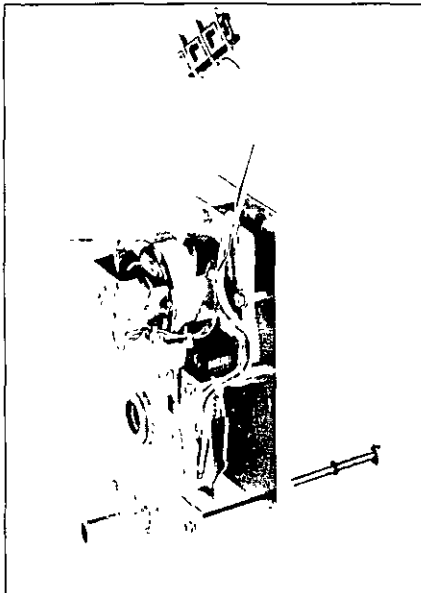
Todas estas necesidades están cubiertas por 3 módulos Dialpact de alimentación cuya salida equipada de un conector estándar de 5 tomas macho suministra 24 V y 15 V
 ■ para las instalaciones que consuman como máximo 1 A a 24 Vcc utilizar un módulo Dialpact EA, ED125 o ED24/48, según la tensión disponible
 ■ para las instalaciones que consuman más de 1 A a 24 Vcc utilizar un módulo Dialpact ED24/48 alimentado a 24 Vcc
 El módulo Dialpact ED24/48 suministra la tensión de 15 Vcc necesaria para los puntos BatiBUS

características	módulo Dialpact		
	EA	ED125	ED24/48
entrada	100/240 Vca	125 Vcc	24/48 Vcc
salida Dialpact	24 Vcc 1 A	24 Vcc 1 A	24 Vcc 1 A
salida BatiBUS	■	■	■

auxiliares eléctricos
y accesorios mecánicos pag

auxiliares electricos	26
accesorios mecanicos	29





mando eléctrico

Completando el mando manual un motorreductor realiza el armado y el rearme automático de los muelles de acumulación de energía después del cierre del interruptor automático. Este mecanismo permite la realización del ciclo rápido Abierto-Cerrado-Abierto (A-C-A). Las maniobras de apertura y cierre son instantáneas. El mando manual se utiliza entonces como mando de emergencia.

El mando eléctrico se compone de

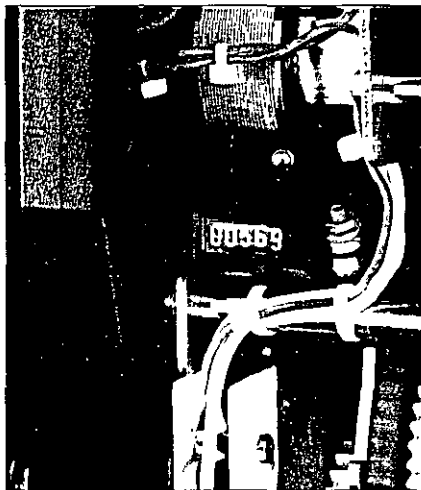
- el motorreductor (MCH).
- un electroiman de cierre (XF)
- una bobina a emisión (Mx) o bajo demanda una bobina de mínima tensión (MN) para la apertura.
- un contacto fin de carrera (CH) "muelles cargados".

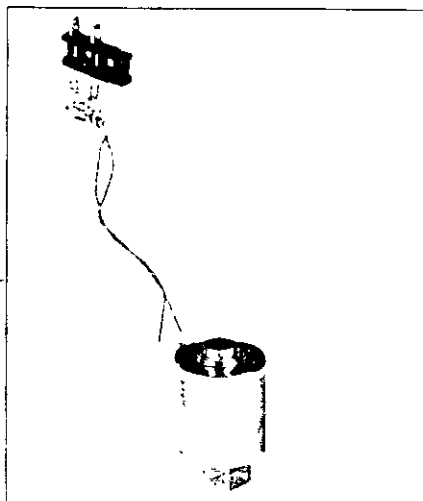
El añadido del mando eléctrico no modifica las dimensiones del aparato.

características	Motorreductor MCH
alimentación	50/60 Hz (V)
	100/127 -200/240 -250/277 -380 -415 440-480
consumo (VA)	180
CC (V)	24/30 -48/60 -100/125 -200/250
consumo (W)	180
sobreintensidad motor	2 a 3 In durante 0.1 s
tiempo de armado	3 a 4 s

contador de maniobras (CDM)

Opción únicamente posible junto al motorreductor. El contador de maniobras es visible en la cara anterior del aparato y totaliza el número de ciclos de maniobra del aparato.





bobinas de disparo

2 tipos de bobinas que permiten la apertura a distancia del interruptor Masterpact

Bobina a mínima tensión

■ instantánea (MN)

Esta bobina provoca la apertura instantánea del interruptor automático cuando su tensión de alimentación desciende a un valor comprendido entre el 35 y 70% de su tensión nominal.

Si la bobina no está alimentada el cierre (manual o eléctrico) del interruptor automático no es posible.

Toda tentativa de cierre no provoca ningún movimiento de los contactos principales. El cierre se permite cuando la tensión de alimentación de la bobina alcanza el 85% de su tensión nominal.

■ retardada (MNR)

Para eliminar los disparos intempestivos del interruptor automático, en caso de bajadas de tensión fugitivas, esta bobina provoca la apertura temporizada del aparato.

Sobre demanda, esta temporización puede anularse mediante el conexionado de un contacto exterior (conexión realizada por el usuario)

Bobina a emisión de corriente (Mx)

Esta bobina provoca la apertura instantánea del interruptor automático desde el instante de su alimentación. Esta bobina puede estar alimentada permanentemente o de manera fugitiva. En este caso el usuario tiene la posibilidad de cablear en serie un contacto auxiliar integrado (OF)

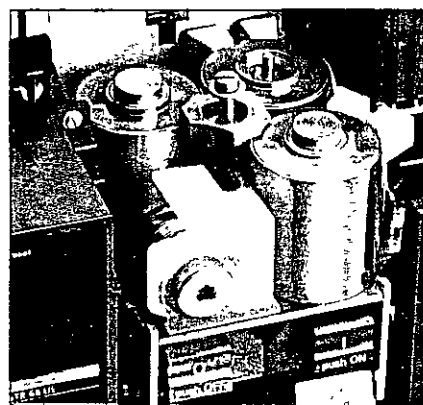
bobinas de cierre (XF)

Esta bobina provoca el cierre del interruptor cuando el mando está armado. Puede alimentarse permanentemente y realiza una función de antibombeo.

Nota: función antibombeo.

Después de la apertura por falla o voluntariamente por mando manual o eléctrico, es necesario interrumpir la orden de cierre para volver a cerrar el automático. Este electroimán de cierre se suministra bajo demanda con el mando manual.

características	bobinas de disparo			bobina de cierre
	MN	MNR (1)	MX	XF
tiempo de respuesta del interruptor automático a In	90 ms ± 5	0.5 s - 0.9 s 1.5 s - 3 s	40 ms ± 5	60 ms ± 5
umbral de funcionamiento				
apertura	de 0.35 a 0.7 Un		0.7 a 1.1 Un	
cierre	0.85 Un		0.85 a 1.1 Un	
alimentación (1)				
tensiones CA 50/60 Hz (V)	100-110/127-200-220/250-277-380/415-440/480 500/525 ² -600 ⁽²⁾			
consumo (VA)	20			
tensiones CC (V)	24 -30 -48 -60 -100/110 -125 -200 220 -250			
consumo (W)	15			



Posibilidades de instalación

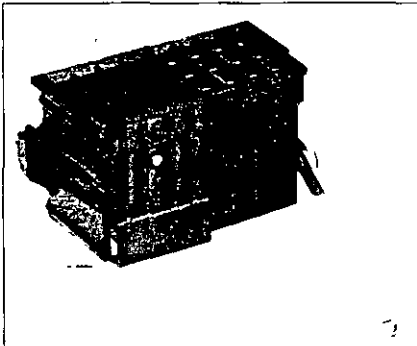
Cada Masterpact puede estar equipado simultáneamente con:

- 1 MX + 1 MN + 1 XF ó
- 2 MX + 1 XF

(1) La bobina MNR no puede alimentarse con corriente continua

(2) A excepción de MNR (tensión no prevista)

65



contactos auxiliares

Además del testigo de posición de los contactos principales en la cara anterior, 2 variantes de contactos señalan la posición abierto o cerrado del interruptor automático

- 4 contactos (O) en estándar del tipo microruptor, de los cuales 2 son de apertura y 2 de cierre
- 4 contactos auxiliares (OF) opcionales tipo rotativo de arrastre directo. Sólo se cierran cuando se alcanza la distancia mínima de seccionamiento de los contactos principales.
- 1 bloque de 24 contactos auxiliares suplementarios (OFSUP) opcionales, tipo microcontacto. Consultar.

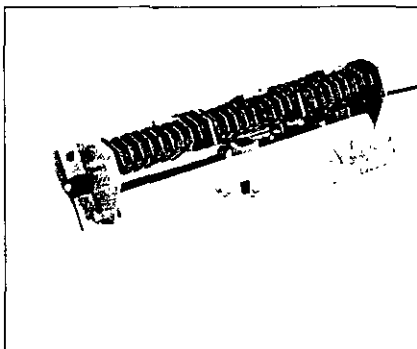
contacto "preparado para cerrar" (PF)

Opcional:

Este contacto señala simultáneamente que

- el interruptor automático está abierto
- los muelles de acumulación de energía están cargados.
- el mecanismo está correctamente armado
- el pulsor de apertura no está enclavado.
- ninguna orden de apertura ha sido emitida.

Este contacto conexionado en serie con la bobina de cierre (XF) permite inhibir la función antibombeo.



contacto "muelles cargados" (CH)

Además del testigo mecánico local y del contacto de posición "preparado para cerrar" el contacto auxiliar de fin de carrera del motorreductor, puede señalar la posición "armado" del mecanismo (muelles cargados)

señalización de disparo por falla (SDE)

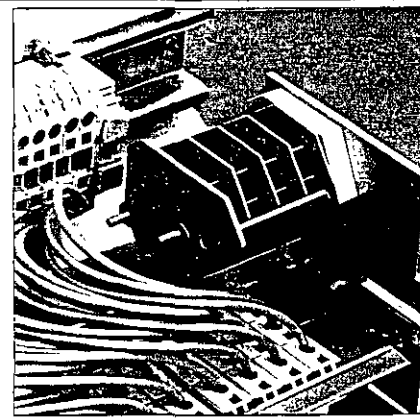
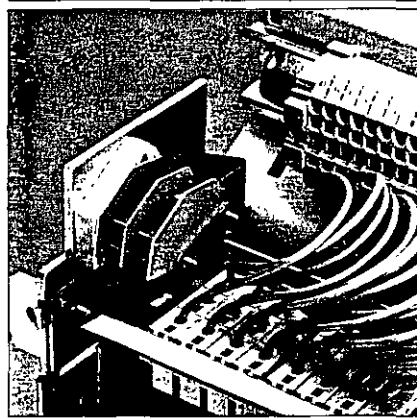
En estándar e independientemente de las señalizaciones diferenciadas de la unidad de control todo disparo por falla está señalado por.

- 1 testigo pulsador de señalización de falla.
- 1 contacto auxiliar (SDE).

Después de un disparo, el rearme del testigo pulsador es obligatorio para autorizar el cierre del automático

Como opción: el rearme automático

El interruptor automático puede cerrarse a distancia sin anulación de la señalización de falla mediante el testigo pulsador.



contacto de posición conectado-desconectado

Además del testigo local de posición "conectado-prueba-desconectado", dos series de contactos auxiliares equipan opcionalmente los chasis fijos

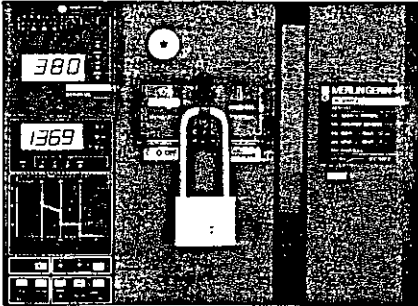
- bloque de 4 contactos auxiliares para indicar la posición "conectado" (CE).
- bloque de 2 contactos auxiliares para indicar la posición "desconectado" (CD)

Esta posición se señala cuando la distancia mínima de seccionamiento de los circuitos principales y auxiliares está asegurada. El cableado en serie de estos 2 contactos permite señalar la posición de prueba.

características de los contactos

contactos auxiliares	tipo	O	OF	OFSUP	SDE	PF	CE	CD	CH ⁽¹⁾
	doble tiro		4	24	1	1	1	1	1
	NO	2							
	NC	2							
intensidad nominal (A)	10	10	10	10	10	10	10	10	
poder de corte	110 V		15						
CA 50/60 Hz (A eff)	240 V	10	10	10	10	10	10	10	10
cos φ ≥	0.3380 V	6	10	6	5	5	6	6	6
	480 V	6	10	6			6	6	6
	600 V	3	6	3			3	3	3
CC (A)	48 V	3	5	3	3	3	3	3	3
L/R ≤ 0.01s	125 V	0.5	3	0.5	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5
	250 V	0.25	3	0.25	0.15	0.15	0.25	0.25	0.25
	500 V		0.5						

(1) El contacto CH es el contacto fin de carrera de rearme ligado al mando eléctrico (ver pag. 26)



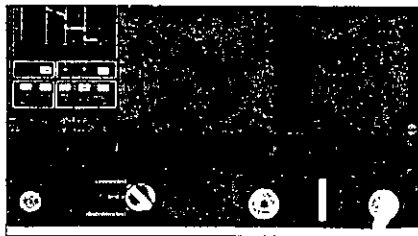
enclavamiento de los botones pulsadores (VBP)

Servido como **opcion**, este dispositivo mecánico permite el enclavamiento mediante un candado (no incluido) o por un precinto de la maniobra local de los pulsadores de apertura y cierre

enclavamiento en posición "abierto" (VSPA)⁽¹⁾

Servido como **opcion**, una cerradura Profalux enciava el automático en posición abierto mediante bloqueo del pulsador de apertura en posición pulsado. Sobre demanda, esta cerradura se reemplaza por:

- 1 cerradura Ronis (VSRA)
- 1 cerradura Kirk (VSKA)
- 1 cerradura Castell (VSCA)



enclavamiento de las posiciones "desconectado", "conectado" y "prueba" ⁽¹⁾

Montados en el chasis y accesibles con la puerta de la celda cerrada, estos enclavamientos permiten el bloqueo del interruptor automático según 2 variantes:

- enclavamiento en posición "desconectado"

en estándar por 1 dispositivo de enclavamiento por candados (1 a 3 candados no incluidos)

opcionalmente por un dispositivo de enclavamiento con 1 ó 2 cerraduras Profalux. Sobre demanda estas cerraduras pueden reemplazarse por:

- 1 o 2 cerraduras Ronis (VSRC)
- 1 cerradura Kirk (VSKC)
- 1 cerradura Castell (VSCC)
- 1 cerradura Trayvon (VSTC)

■ "conectado" y "prueba" **opcionalmente**, por un dispositivo de enclavamiento con 1 a 3 candados no incluidos (VEC)

por un dispositivo de enclavamiento con 1 o 2 cerraduras Profalux (VSPEC). Sobre demanda, estas cerraduras pueden reemplazarse por:

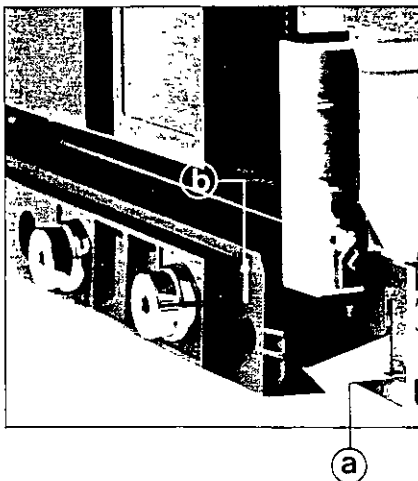
- 1 o 2 cerraduras Ronis (VSERC)
- 1 cerradura Kirk (VSEKC)
- 1 cerradura Castell (VSECC)

Puntualizaciones

- las cerraduras son de llave prisionera, liberada después del enclavamiento.
- las cerraduras Profalux y Ronis son compatibles entre ellas
- una 2ª cerradura Profalux (VSPC2) o Ronis (VSRC2) idéntica a la montada en el chasis, puede servirse separadamente. Consultar

Asociaciones posibles

candados	1 cerradura	2 cerraduras
"desconectado"		
estandar		
"desconectado"	"desconectado"	
estandar	opcional	
"desconectado"	"desconectado"	"desconectado"
estandar	opcional	opcional
"desconectado"		
conectado"		
"desconectado"	"desconectado,	
conectado"	conectado"	
"desconectado"	"desconectado,	"desconectado"
conectado"	conectado"	conectado"



enclavamiento de puerta (VPEC)

Montado como **opcion** en el chasis, este enclavamiento prohíbe toda apertura de la puerta de la celda cuando el automático está enchufado. Si el enchufado del aparato se ha efectuado con la puerta abierta, es posible cerrarla sin desenchufar el aparato.

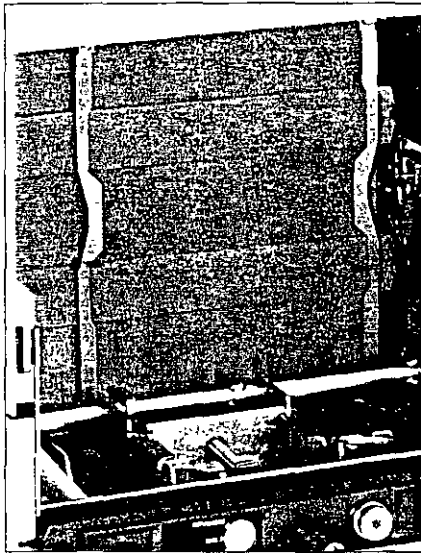
enclavamiento de conectado (VPOC)

Este enclavamiento, **opcional**, impide la inserción de la manivela cuando la puerta de la celda está abierta. Puede anularse oprimiendo el mecanismo de desenclavado.

enclavamiento de la extracción aparato armado (VEAA)

Este enclavamiento **opcional**, impide la extracción del interruptor automático fuera del chasis, cuando los muelles del mecanismo de acumulación de energía están cargados. Este enclavamiento es incompatible con las bobinas MN y MNR.

(1) Tipos de cerraduras
 Profalux B24 D4Z
 Ronis 1351 B
 Kirk CN22 12
 Castell SK7113/1
 Trayvon L1P1E



pantallas aislantes (VO)

Montadas como opción en el chasis las pantallas aislantes VO obturan automáticamente el acceso a las pinzas de conectado cuando el aparato está en posición "desconectado" o "prueba" (grado de protección: IP20)

enclavamiento de las pantallas (VVC)

Montado como opción en el chasis, el enclavamiento de las pantallas VVC está constituido de una cuña móvil enclavable por candados (no incluidos) que permite:

- enclavar las pantallas en posición cerrado
- mantener las pantallas en posición abierto

Un soporte en el fondo del chasis está destinado para recibir la cuña cuando no se utiliza. Sobre demanda, puede suministrarse una segunda cuña.

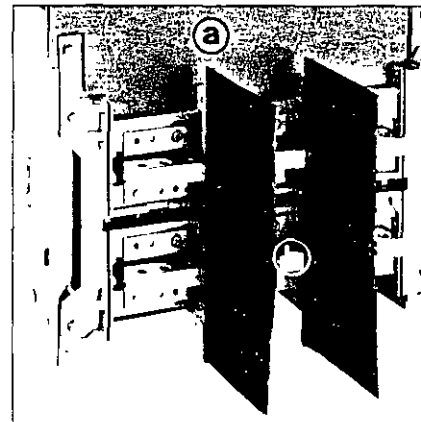


cubrecámaras de corte (CC)

Montado como opción en el chasis la tapa CC anula la cota superior del perímetro de seguridad (esta opción es incompatible con las tomas anteriores superiores)

cubrebornes (CB)

Montada como opción en el chasis la tapa CB impide el acceso a los bornes de conexión de los auxiliares eléctricos. Esta opción es incompatible con la utilización del soporte de adaptación ABM



separadores de fase (EIP)

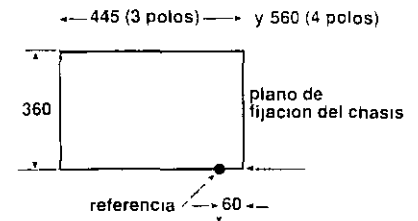
Montados como opción, los separadores de fases son aisladores que se instalan verticalmente entre las platinas de embornamiento. Estos separadores permiten:

- reforzar el aislamiento de los puntos de embornado en instalaciones con juego de barras aislados.
- evitar la propagación de un arco hasta el aparato, cuando tenemos una falla en el lado de las barras principales

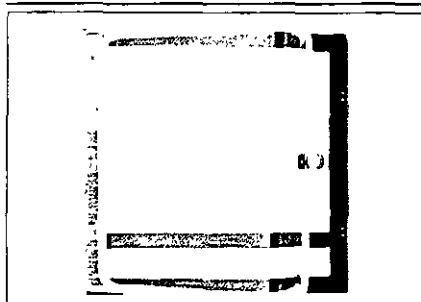
adaptación de tabiques (AC)

Montados como opción en el chasis (a excepción de Masterpact con tomas anteriores) los tabiques AC realizan la separación (IP30) entre la caja del automático (accesible por delante) y la zona de conexión (situada detrás). Este accesorio simplifica el corte del fondo de la celda.

Ejemplo de corte del fondo de la caja para Masterpact M08 a M32



a: adaptación de tabiques (AC)
b: separador de fase (EIP)



marco de puerta (CDP)

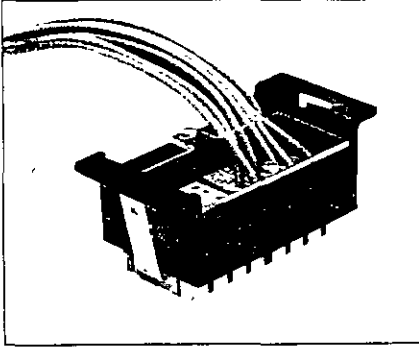
Montado como opción en la puerta de la celda, el cuadro de puerta CDP permite obtener un grado de estanqueidad IP405. Para aparatos fijos y removibles

tapa transparente (CCP)

Montada como opción sobre bisagras y equipada de un cierre por tornillos, esta tapa completa el marco de puerta. Permite una estanqueidad IP549 del equipo. Para aparato fijo y desenchufable

Conexión de toma de tierra

La toma de tierra, en versión desenchufable, está indicada por el símbolo (⊕) situado a la izquierda del chasis



conexión de los auxiliares

Aparato fijo

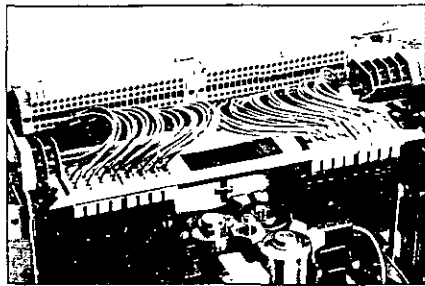
La conexión se realiza por 1 ó 2 tomas, desconectables accesibles por delante (bornes de caja sin tornillos para cable flexible de 25 mm² máx.)

Aparato removible

■ **en estándar**, la conexión se efectúa en regleta de bornes situadas en la parte anterior del chasis (bornes de caja sin tornillos para cable flexible de 25 mm² máx.)

La desconexión de los circuitos auxiliares se realiza mediante bloques cuyo funcionamiento automático está ligado a la posición del interruptor automático

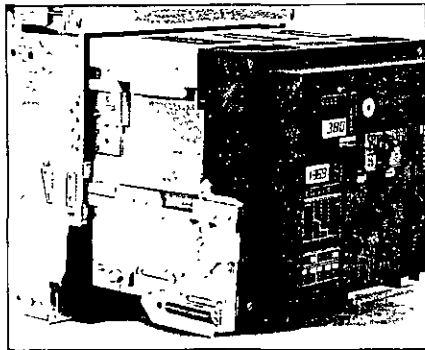
■ **opcionalmente**, la regleta de bornes puede remplazarse por 1 o 2 tomas desconectables instaladas en la parte móvil del aparato y accesibles por delante



Contactos "conectado-desconectado"

Estos contactos se instalan en el chasis y la conexión se efectúa directamente por terminales de 6,35 mm.

Sobre demanda, la regleta de bornes puede completarse con 5 bornes suplementarios BS

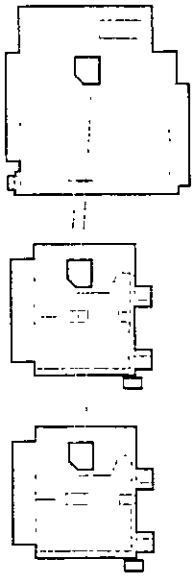


protección contra intercambiabilidad del interruptor

Montados como opción en los aparatos removibles, estos dispositivos solo permiten la introducción de la parte móvil del automático en el chasis cuando sean compatibles las características de calibre, tipo, esquema, etc

Estos dispositivos de protección están constituidos por 2 piezas (1 para el chasis y otra para la parte móvil) permitiendo 20 combinaciones diferentes a elección del utilizador

enclavamiento mecánico



Enclavamiento mecánico para 2 o 3 aparatos superpuestos

Esta función se realiza mediante la asociación de:

- 2 o 3 Masterpact estándar equipados con lo que se indica al pie.
- un bloque de adaptación en el lateral derecho de cada Masterpact
- 1 o 2 juegos de varillajes ajustables e inalterables

Enclavamiento mecánico para 2 aparatos uno al lado de otro

Esta función se realiza por la asociación de:

- 2 Masterpact estándar equipados con lo que se indica al pie (5).
- un bloque de adaptación en el lateral derecho de cada Masterpact.
- 1 juego de cables ajustables de una longitud máxima de 2 m

Instalación

El conjunto necesario para la realización del enclavamiento mecánico se sirve separadamente

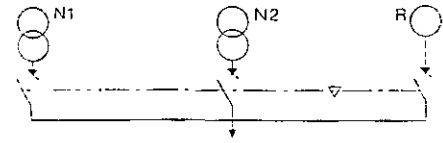
La puesta en servicio se efectúa sin ninguna modificación de los Masterpact y se realiza por el usuario.

Distancia entre los planos de fijación:

- máx.: 900 mm.
- mín.: altura del aparato (con la opción del cubrecamaras, ver pag. 30)

En el dispositivo de enclavamiento mecánico se adjunta un conjunto de esquemas eléctricos correspondientes a los casos de inversores de redes descritos a continuación

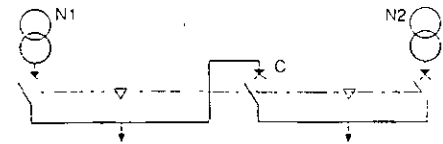
Utilización: Los casos representados a continuación ilustran las posibilidades de los enclavamientos realizables



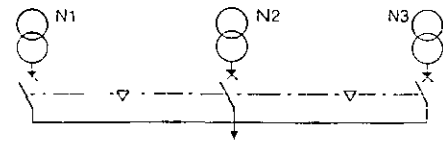
1 Utilización alimentada por

- o bien 2 transformadores N1 y N2 en paralelo

- o bien una fuente de emergencia R (grupo de socorro o red independiente)



2 utilizaciones alimentadas separadamente por 2 transformadores N1 y N2 desacobiables mediante un interruptor automático con la prohibición de puesta en paralelo



3 utilización alimentada por 1 solo transformador N1 o N2 o N3 con prohibición de puesta en paralelo

inversor automático de redes

El inversor automático de redes se obtiene de la asociación de:

- 2 Masterpact, equipados cada uno con un mando eléctrico, un contacto "preparado para cerrar" (PF) y un bloque de 4 contactos auxiliares OF y además si el aparato es removible
- un bloque de 4 contactos "conectado" (CE)
- una regleta de bornas suplementarias (BS)
- un dispositivo de enclavamiento mecánico
- un automatismo inversor monobloque con regleta de embornamiento

Nota: la tensión de alimentación de los mandos eléctricos es siempre igual a la del automatismo inversor

Características principales

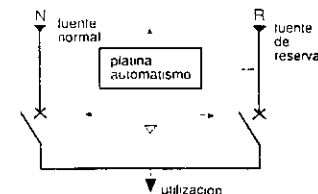
tensión de servicio (V) ⁽¹⁾	CA 50 Hz	220. 240 380 415
	CA 60 Hz	240
número de polos		3 ó 4
alimentación del automatismo y de los accesorios (V) ⁽²⁾	propia tensión	;
	alimentación exterior CA 50 Hz	220 240 380, 415
	CA 60 Hz	240
consumo	rearme ⁽⁴⁾	700
	apertura ⁽⁴⁾	50
	cierre ⁽⁴⁾	50
	en permanencia	65
tiempo de inversión (s)		0.5 min ⁽³⁾
número de maniobras		10000

Instalación

El conjunto necesario para la realización del inversor se sirve separadamente. El montaje de sus partes y la conexión, así como el cableado exterior de los auxiliares y del automatismo (en las regletas de bornas) lo realiza el usuario siguiendo un esquema incluido con el material.

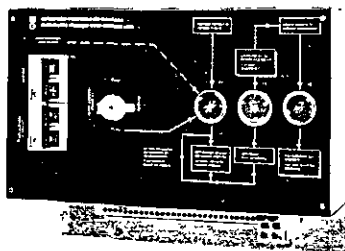
Utilización

El inversor realiza automáticamente la conmutación de un circuito a partir de una fuente de alimentación normal N, a una fuente de reserva R y viceversa.



Este inversor está particularmente adaptado para las instalaciones industriales o terciarias comprendiendo:

- o bien una fuente de reserva permanente (llegada de red, grupo autónomo con relés de arranque incorporado)
- o bien un grupo de emergencia parado utilizando los ordenes de arranque y parada transmitidas eventualmente por el inversor



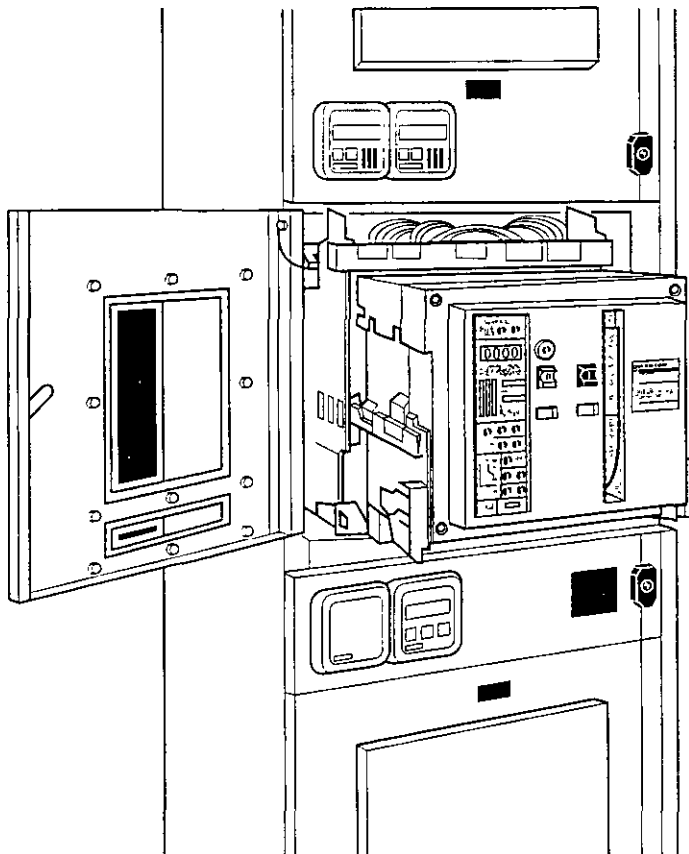
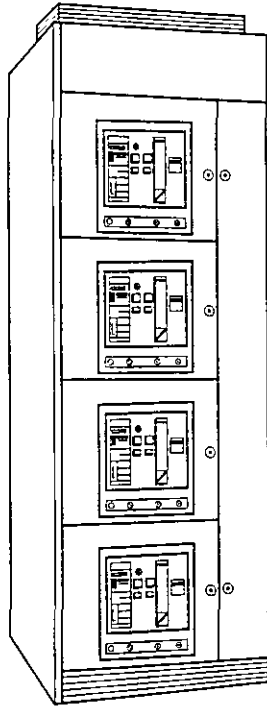
(1) Valor a precisar en el pedido
(2) Límites de funcionamiento -5 C a 60 C y 0.85 a 1.10 Un

(3) Añadir las temporizaciones internacionales, así como el tiempo eventual de arranque del grupo
(4) Consumo

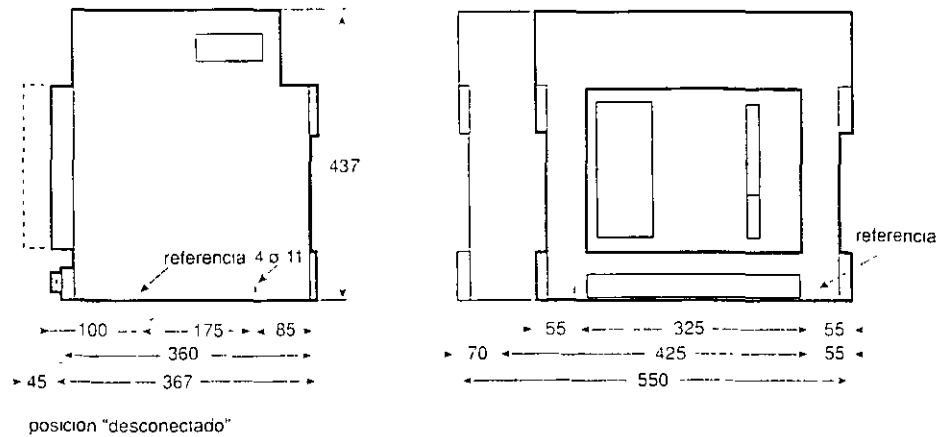
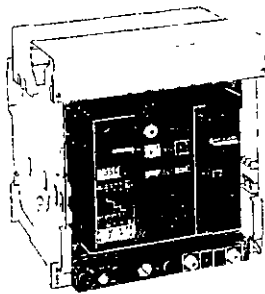
(5) El equipo comprende:
 ■ un mando eléctrico con Mx
 ■ un contacto "preparado para cerrar" (PF)
 ■ un bloque de 4 contactos auxiliares OF
 ■ y además si el aparato es removible un bloque de 4 contactos "conectado" (CE)
 ■ una regleta de bornas suplementaria BS

interruptor automático BT Masterpact

guía	pág
instalacion	34
arreglo de conectores	36
perímetro de seguridad	42
características complementarias	43
curvas de disparo	44
esquemas eléctricos	54
como efectuar el pedido	60



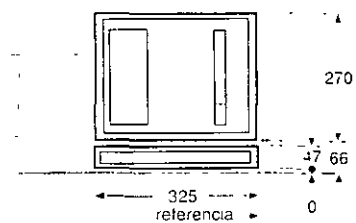
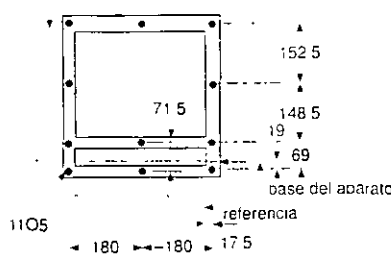
Masterpact M08 a M32
Aparato seccionable 3 o 4 polos



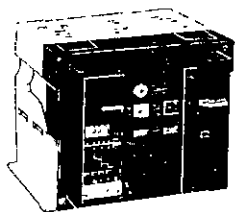
Cuadro de puerta

Fijacion

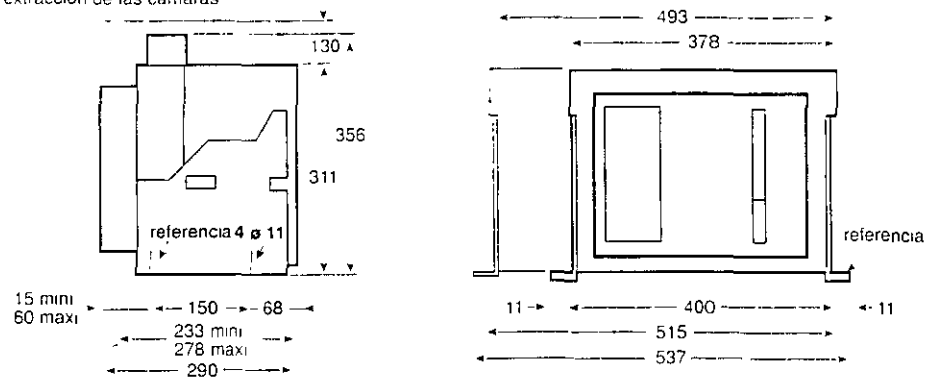
Troquelado de puerta



Aparato fijo 3 ó 4 polos



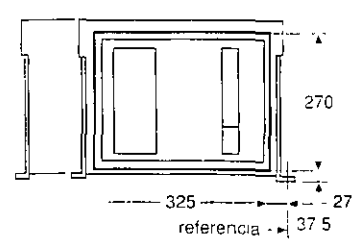
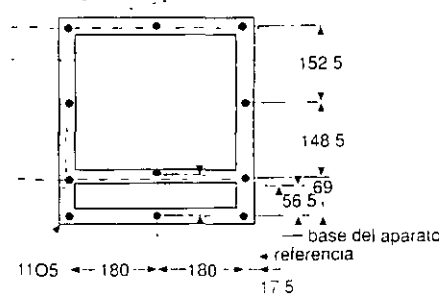
zona necesaria para la extracción de las cámaras



Cuadro de puerta

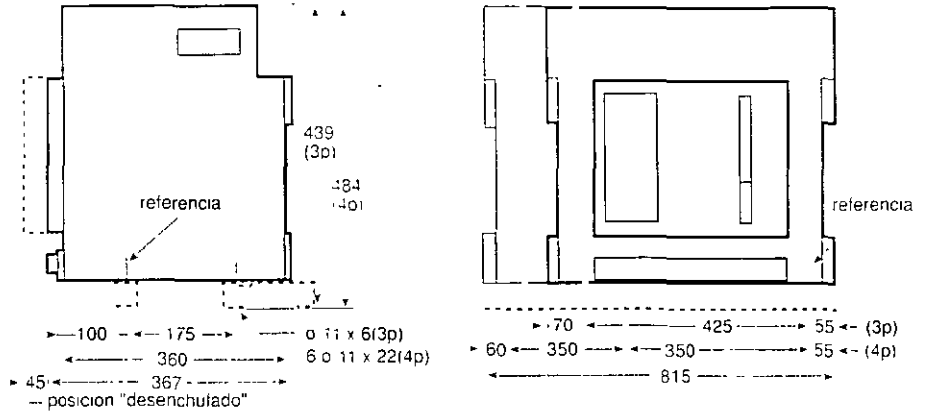
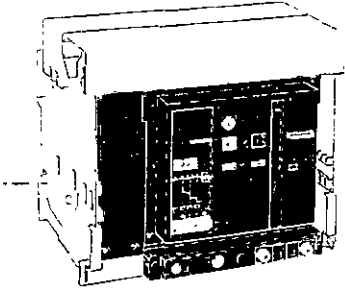
Fijación

Troquelado de puerta



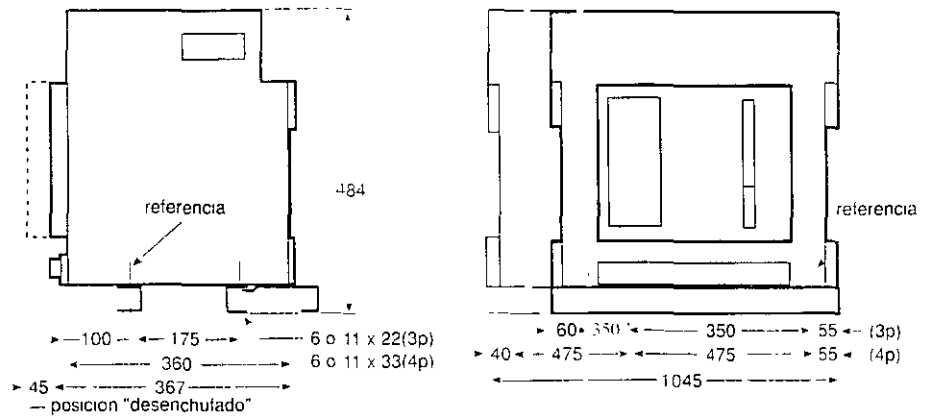
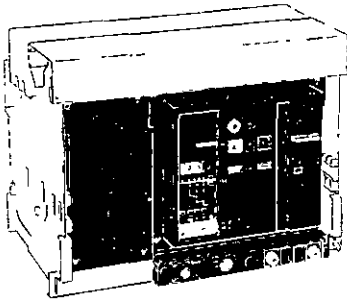
Masterpact M40

Aparato seccionable 3 o 4 polos



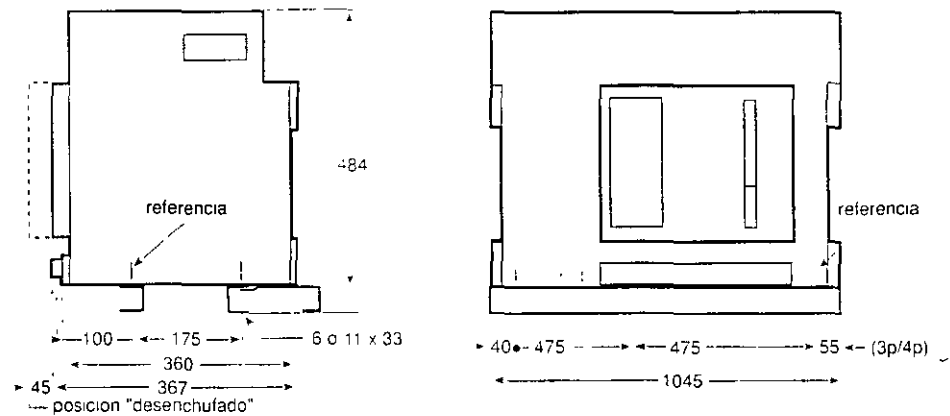
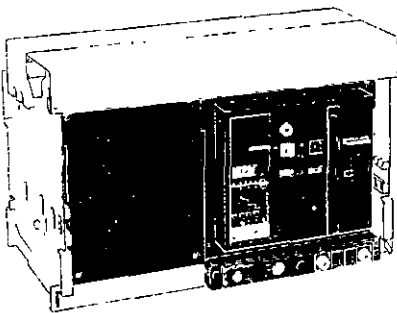
Masterpact M50

Aparato seccionable 3 o 4 polos



Masterpact M63

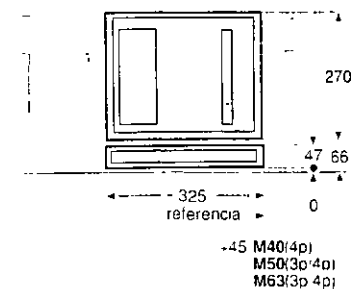
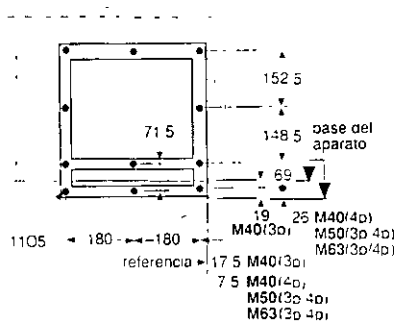
Aparato seccionable 3 o 4 polos



Cuadro de puerta

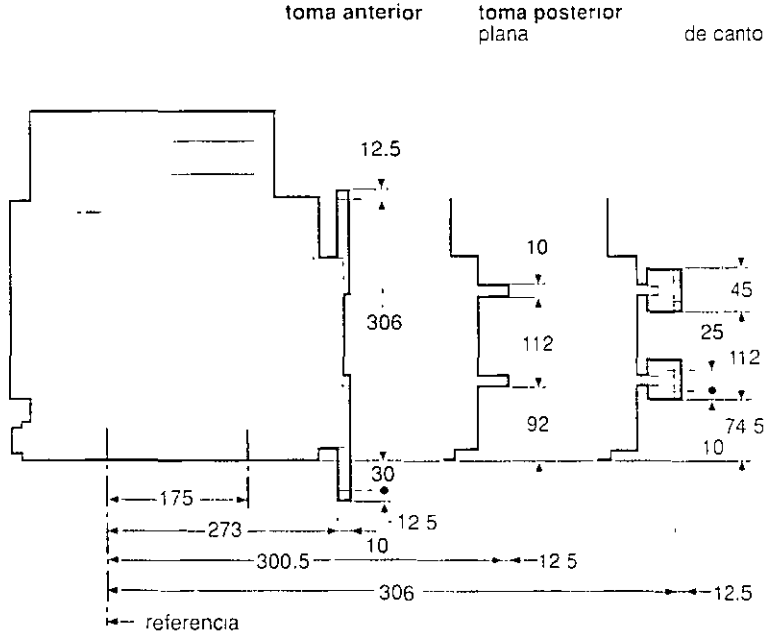
Fijación

Troquelado de puerta

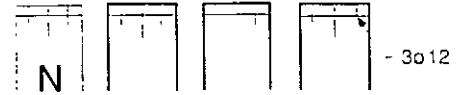
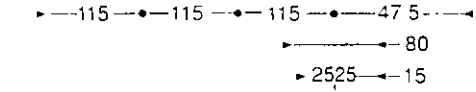


Masterpact M08/M10N/M12N

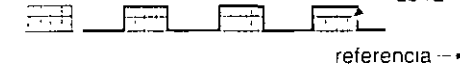
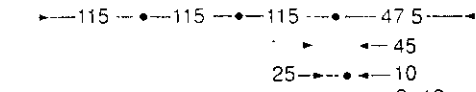
Aparato seccionable 3 ó 4 polos



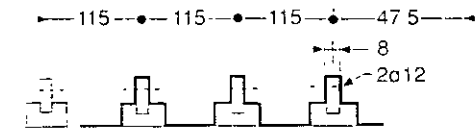
toma anterior (vista frontal)



toma posterior (vista por arriba) plana

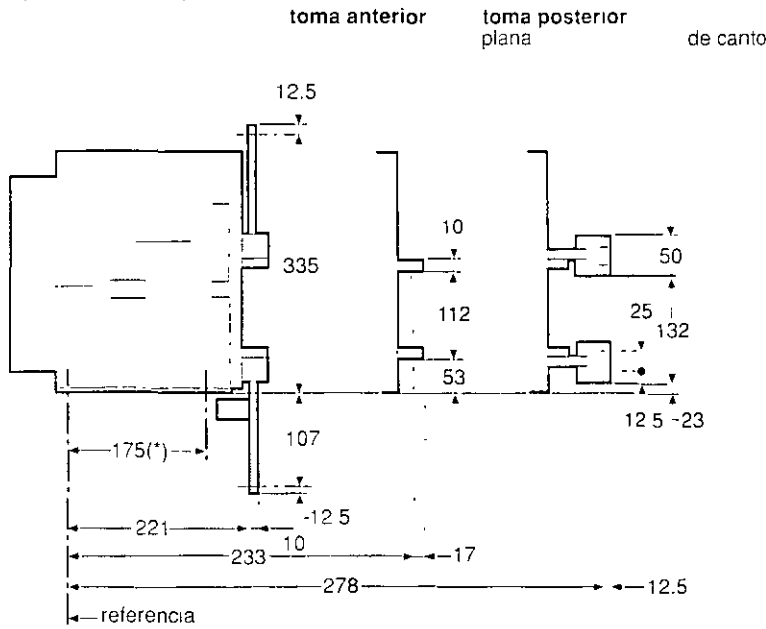


de canto

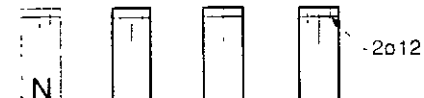
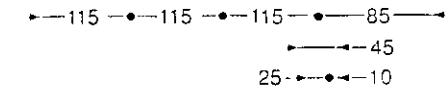


referencia

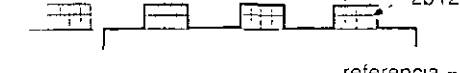
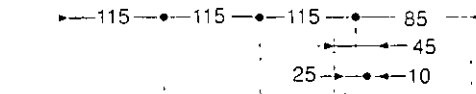
Aparato fijo 3 o 4 polos



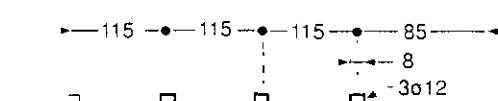
toma anterior (vista frontal)



toma posterior (vista por arriba) plana



de canto



referencia

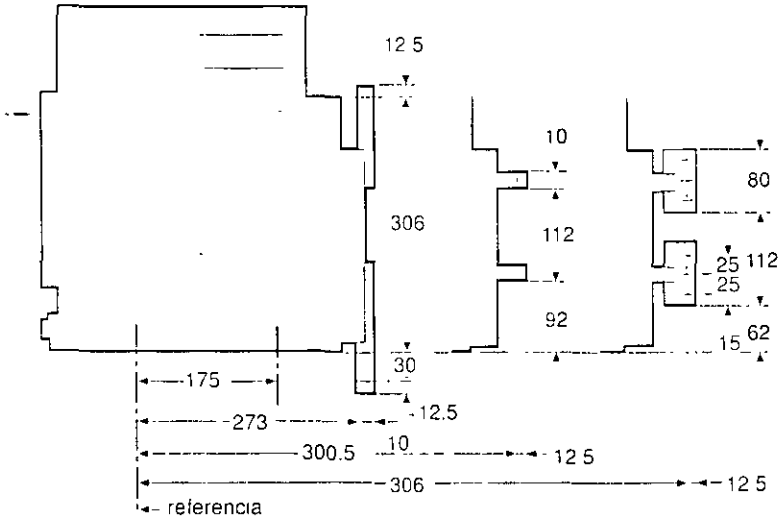
(*) cota de fijacion escuadra PAV

(1) sobre demanda polo neutro a la derecha

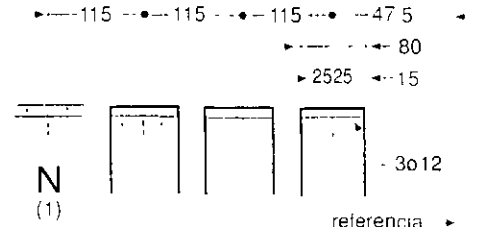
Masterpact M08H/L- M10H/L- M12H/L-M16N/H/L

Aparato seccionable 3 o 4 polos

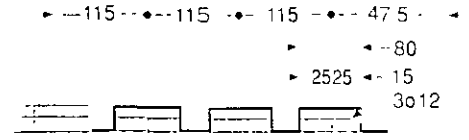
toma anterior toma posterior plana de canto



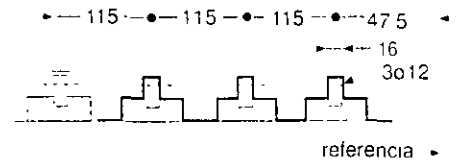
toma anterior (vista frontal)



toma posterior (vista por arriba) plana

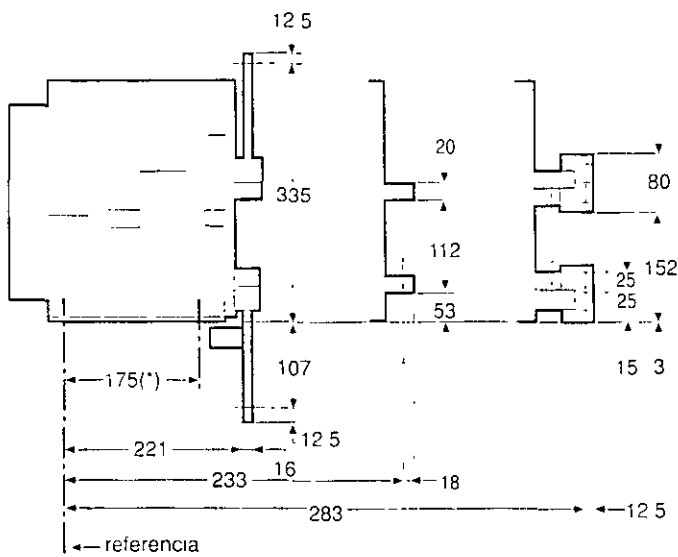


de canto



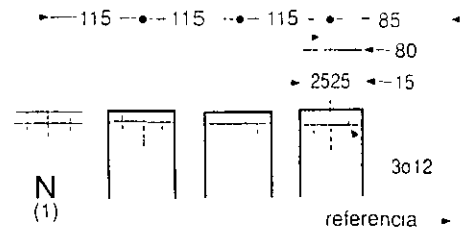
Aparato fijo 3 ó 4 polos

toma anterior toma posterior plana de canto

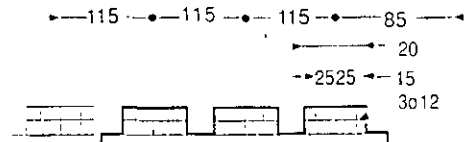


(*) cota de fijacion escuadra PAV

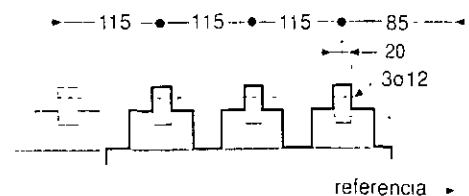
toma anterior (vista frontal)



toma posterior (vista por arriba) plana



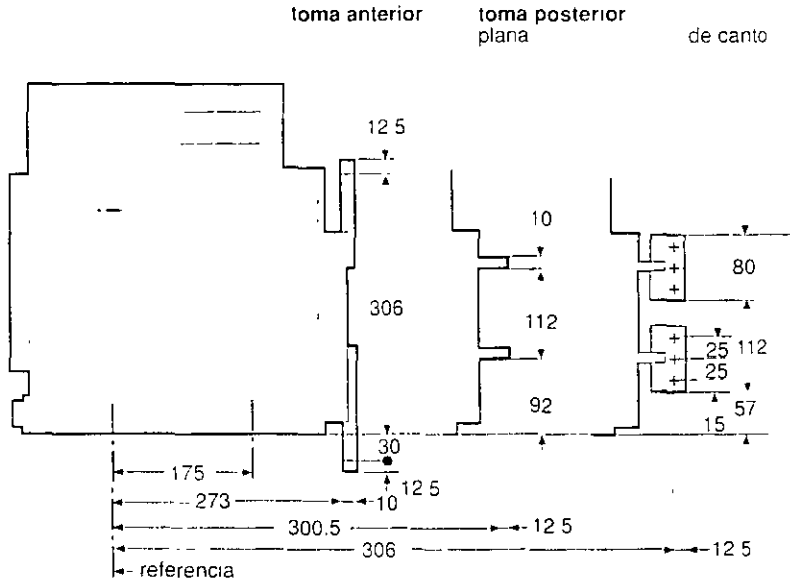
de canto



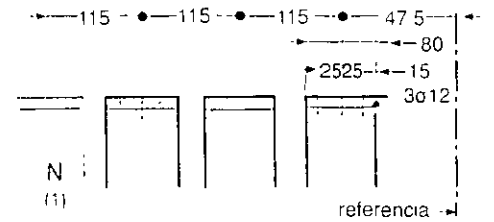
(*) sobre demanda polo neutro a la derecha

Masterpact M20N/H/L- M25N/H

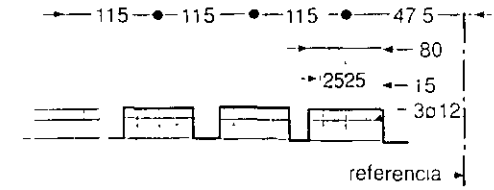
Aparato seccionable 3 o 4 polos



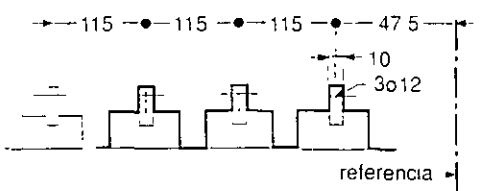
toma anterior (vista frontal)



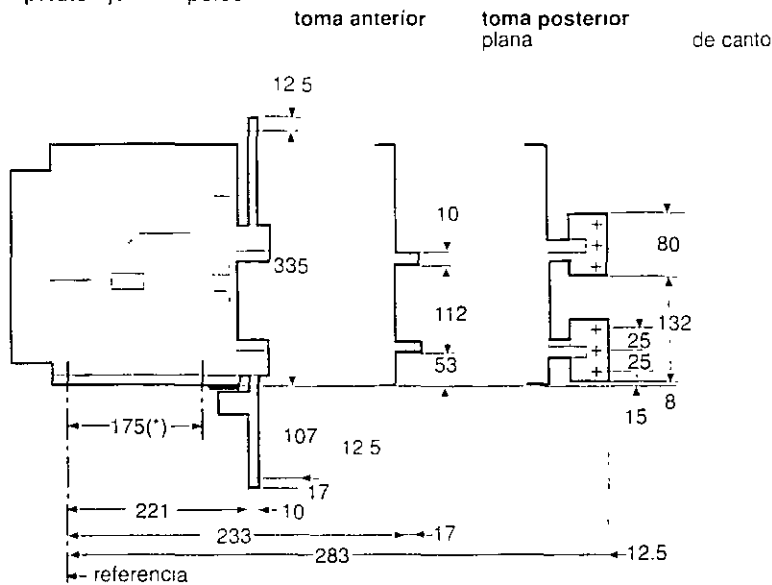
toma anterior (vista por arriba) plana



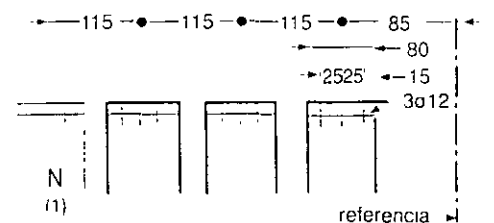
de canto



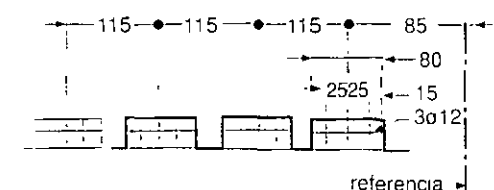
Aparato fijo 3 o 4 polos



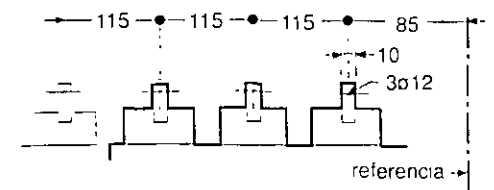
toma anterior (vista frontal)



toma anterior (vista por arriba) plana



de canto



(*) cota de fijacion escuadra PAV

(1) sobre demanda polo neutro a la derecha

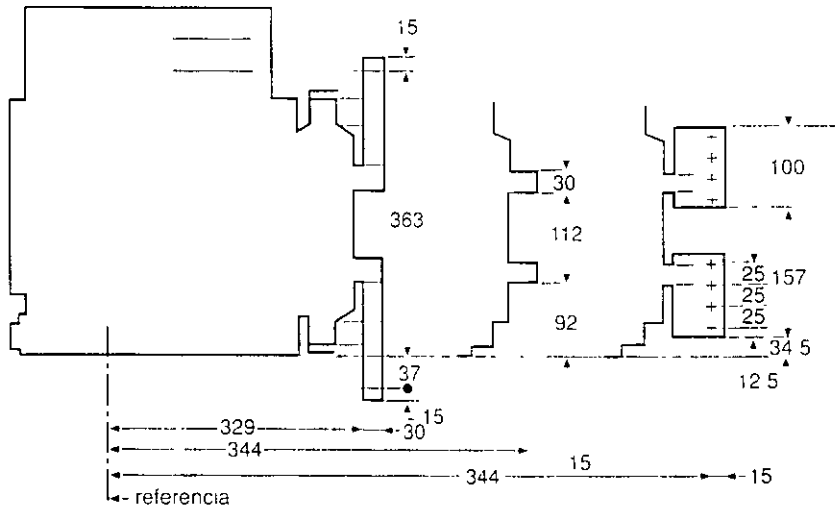
Masterpact M20L/M25L/M32H

Aparato seccionable 3 ó 4 polos

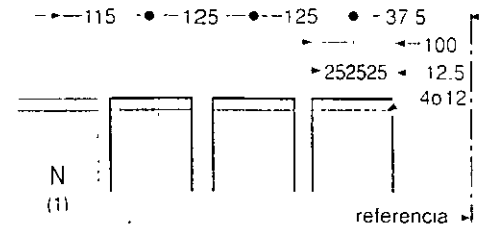
toma anterior

toma posterior
plana

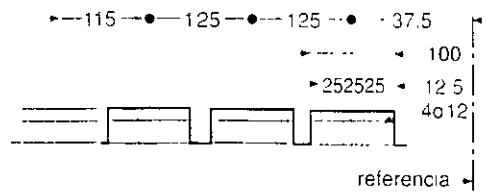
de canto



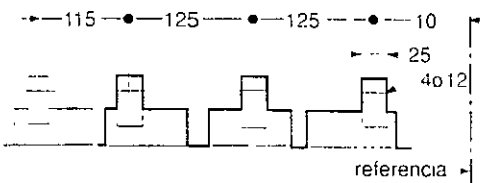
toma anterior (vista frontal)



toma anterior (vista por arriba)
plana



de canto

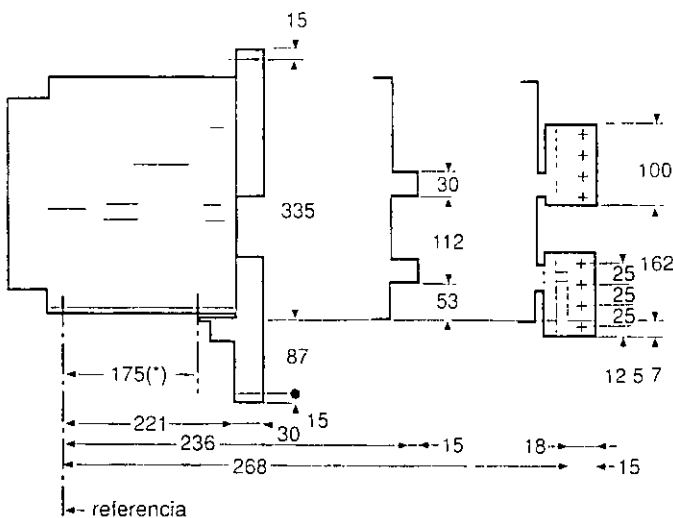


Aparato fijo 3 o 4 polos

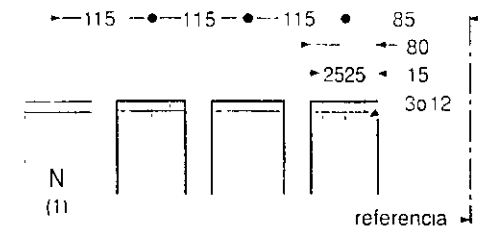
toma anterior

toma posterior
plana

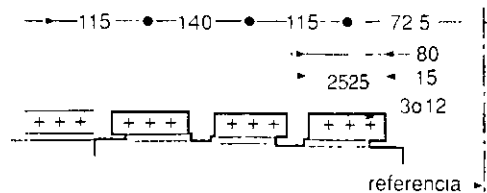
de canto



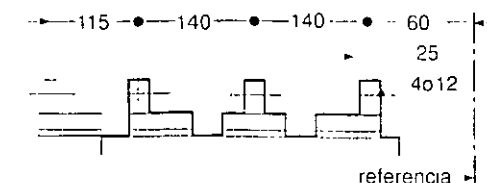
toma anterior (vista frontal)



toma anterior (vista por arriba)
plana



de canto

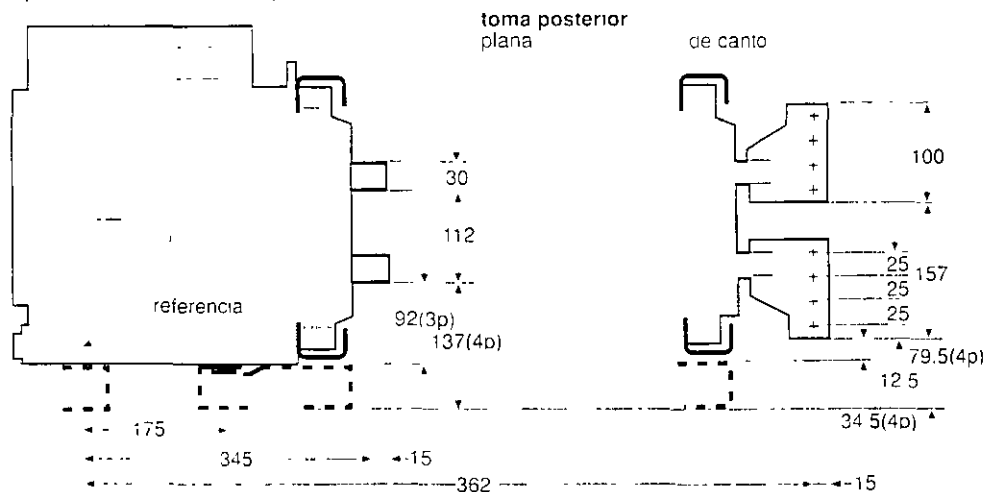


(*) cota de fijacion escuadra PAV

(1) sobre demanda polo neutro a la derecha

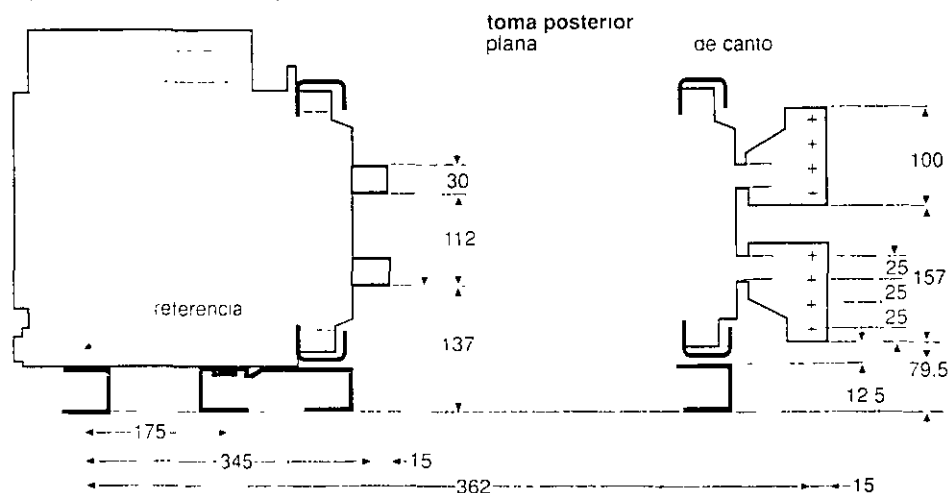
Masterpact M40

Aparato seccionable 3 o 4 polos



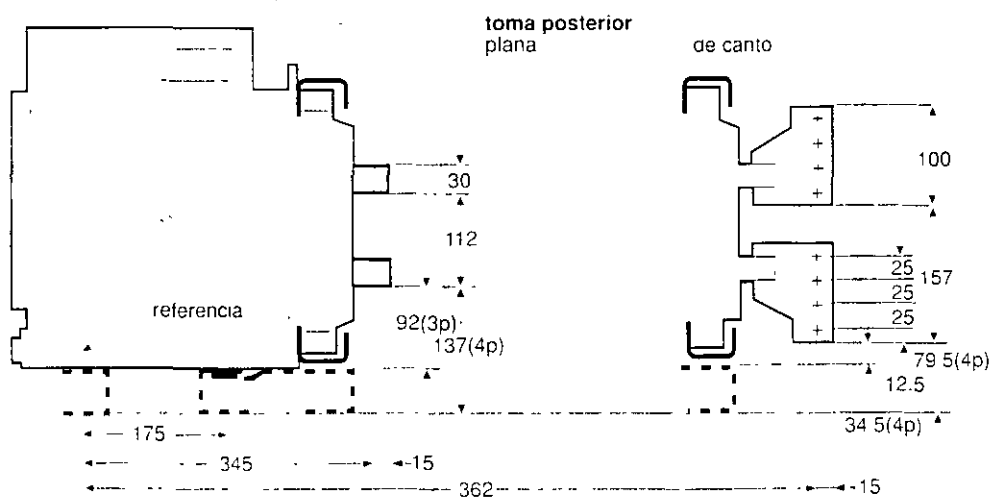
Masterpact M50

Aparato seccionable 3 o 4 polos

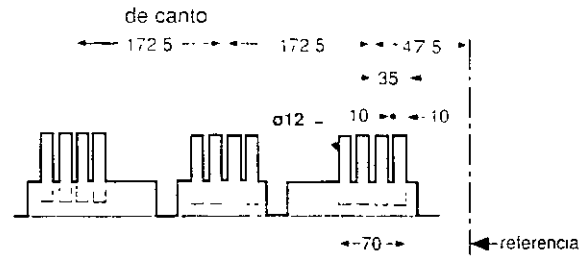
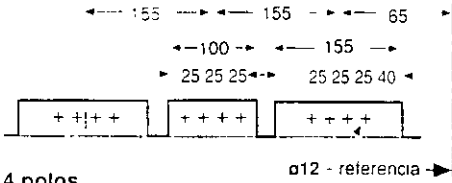


Masterpact M63

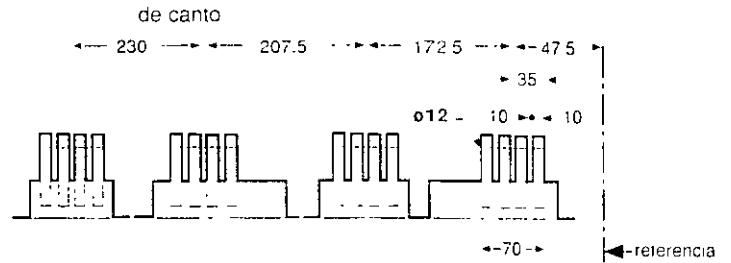
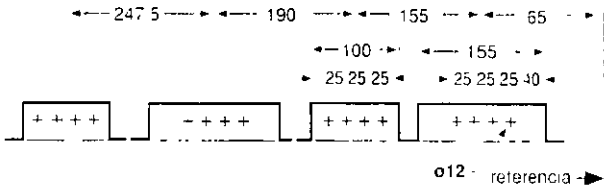
Aparato seccionable 3 o 4 polos



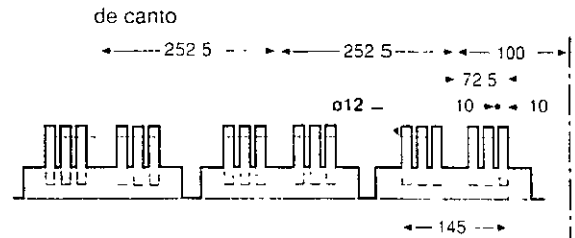
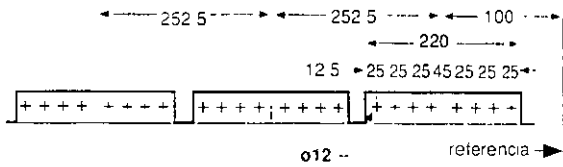
3 polos
Toma posterior (vista por arriba)
plana



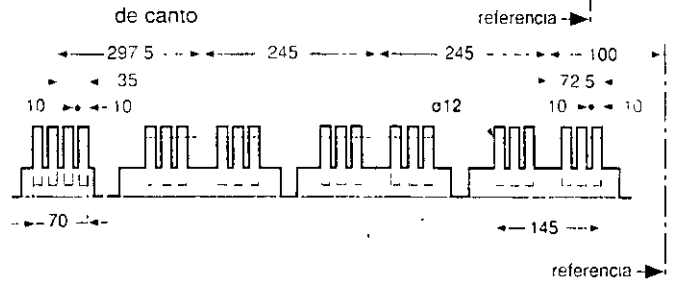
4 polos
Toma posterior (vista por arriba)
plana



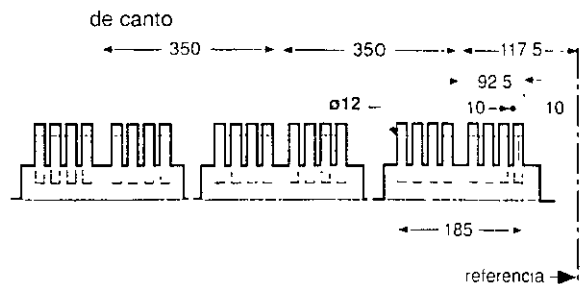
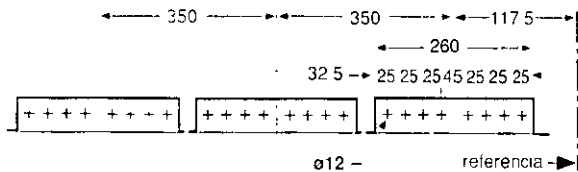
3 polos
Toma posterior (vista por arriba)
plana



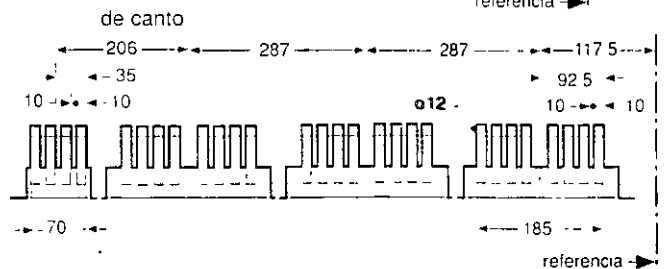
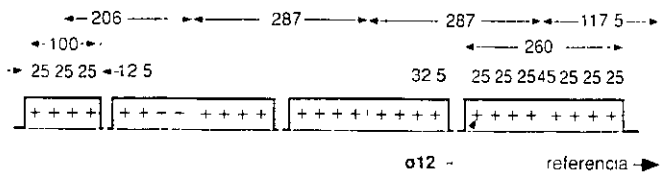
4 polos
Toma posterior (vista por arriba)
plana



3 polos
Toma posterior (vista por arriba)
plana



4 polos
Toma posterior (vista por arriba)
plana

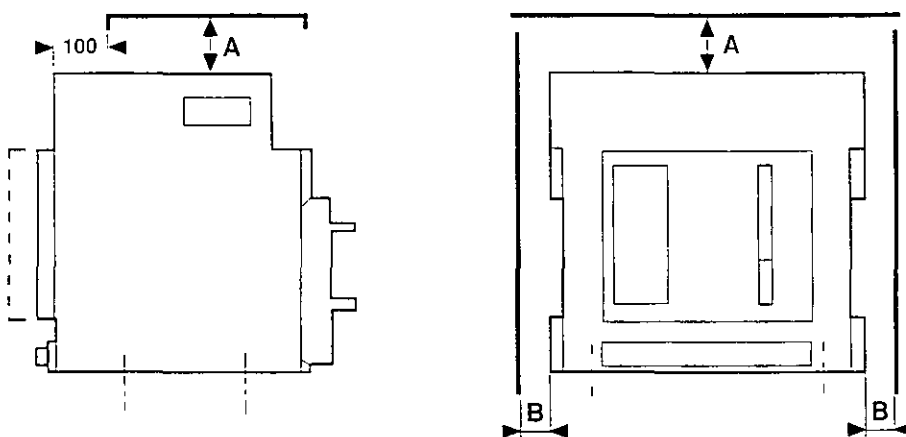




aparato removible

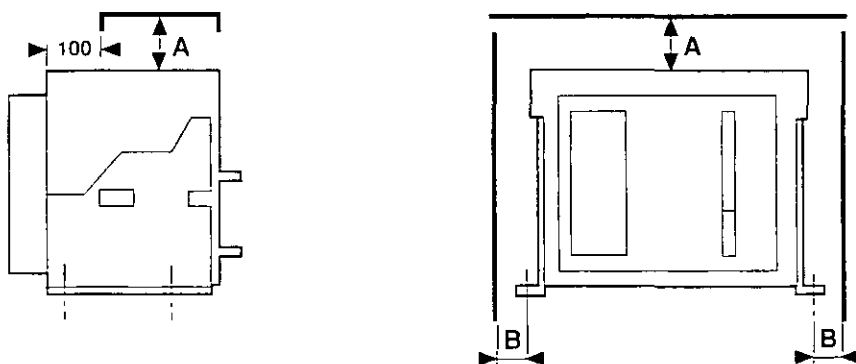
La colocacion del cubrecamaras anula la cota superior del perimetro de seguridad

aparato removible sin cubrecámaras



Masterpact	tipo de conexion	con piezas aislantes		con piezas metalicas		con barras ⁽²⁾	
		A	B	A	B	A	B
M08 a M63	toma anterior	300	15	300	50	350	85
	toma posterior sin tapa	0	15	150	50	50	85
	toma posterior con tapa	0	15	0	25	20	35

aparato fijo



Masterpact	tipo de conexion	con piezas aislantes		con piezas metalicas		con barras ⁽²⁾	
		A	B	A	B	A	B
M08 a M63	toma anterior ⁽¹⁾	385	30	385	70	435	100
	toma posterior	150	30	250	70	200	100

(1) pantalla toma anterior obligatoria
(2) interponer pantalla aislante

grado de protección

El grado de protección del Masterpact depende principalmente de su modo de instalación

- IP305 para un aparato instalado al aire libre (sobre panel o anclajes)
- IP405 para un aparato instalado en armario con acceso a los mandos a través del cuadro de puerta.
- IP549 para un aparato instalado en armario detrás de una puerta equipada con la tapa transparente a prueba de agua

tropicalización

El Masterpact satisface en versión estándar las exigencias de las siguientes normas

- CEI 68-2-30 ejecución T2: tasa de humedad relativa del 95% a 45°C y del 80% a 55°C (clima caliente y húmedo)
 - CEI 68-2-11 ambiente salino
- Atmosfera corrosiva, tratamiento por grasa especial, revestimiento o consultarnos

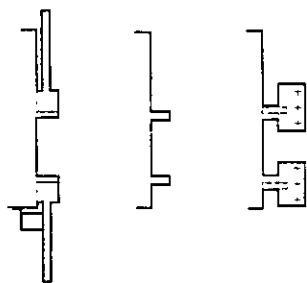
temperatura ambiente

Las características eléctricas, mecánicas y de protección están determinadas para una temperatura ambiente de -5 y +60°C

El Masterpact puede funcionar hasta -10 y +70°C

Temperatura límite de puesta en funcionamiento -10°C

Además, el Masterpact cumple las normas CEI 68-2-1 y 68-2-2 temperatura de almacenamiento excepcional: -50a -100°C



La tabla siguiente indica el valor máximo de la intensidad nominal, para cada tipo de conexión, en función de la temperatura ambiente o en los alrededores del aparato y el juego de barras

Intensidad nominal (A) en función de la temperatura ambiente (°C)

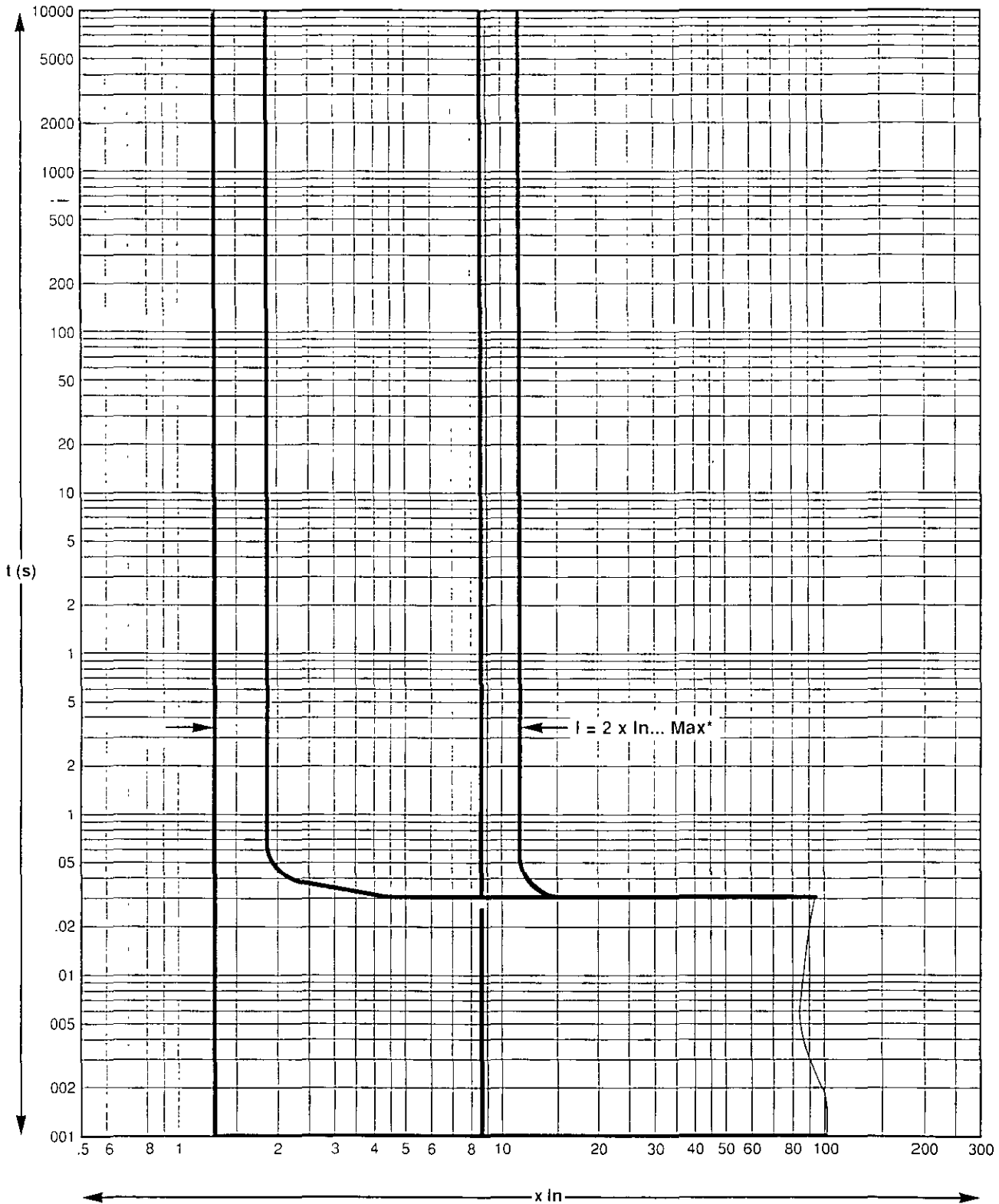
Masterpact			M08N/H/L	M10N/H/L	M12N	M12H	M12L	M16N/H	M16L	M20N/H	M20L	M25N/H	M25L	M32H	M40H	M50H	M63H
versión	conectores	T °C															
removible	frontal o posterior	40	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3150	3800	5000	6000
		45	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2350	3080	3650	4750	5700
		50	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2430	2250	3000	3500	4500	5400
		55	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2350	2150	2900	3300	4250	5100
	60	800	1000	1200	1250	1250	1550	1500	1900	1900	2250	2000	2800	3100	4000	4800	
	posterior vertical	40	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000	6300
		45	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	3800	5200	6000
		50	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3100	3600	5000	5700
		55	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2350	3000	3400	5000	5400
	60	800	1000	1250	1250	1250	1550	1600	1900	1900	2400	2200	2900	3200	4700	5100	
	fijo	frontal	40	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5300
			45	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000
50			800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000	
55			800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	3900	5300	
60		800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2300	3100	3800	5000		
frontal o posterior		40	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000	
		45	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000	
		50	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000	
		55	800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2500	3200	4000	5000	
60		800	1000	1250	1250	1250	1600	1600	2000	2000	2500	2300	3100	3900	5000		

Potencia disipada y resistencia entre entrada/salida

potencia (°)	removible	160	250	360	230	360	390	460	365	500	520	780	803	1250	1150	1200
disipada (W)	fijo	66	103	150	100	150	170	220	180	250	260	390	500	780	700	
resistencia (°)	removible	53	53	53	32	50	32	31	18	23	17	23	15	15	9	9
entrada/salida	fijo	33	33	33	16	36	16	12	9	10	8	10	10	10	8	
(m)																

(1) valor medido a In 50/60 Hz para un aparato tripolar

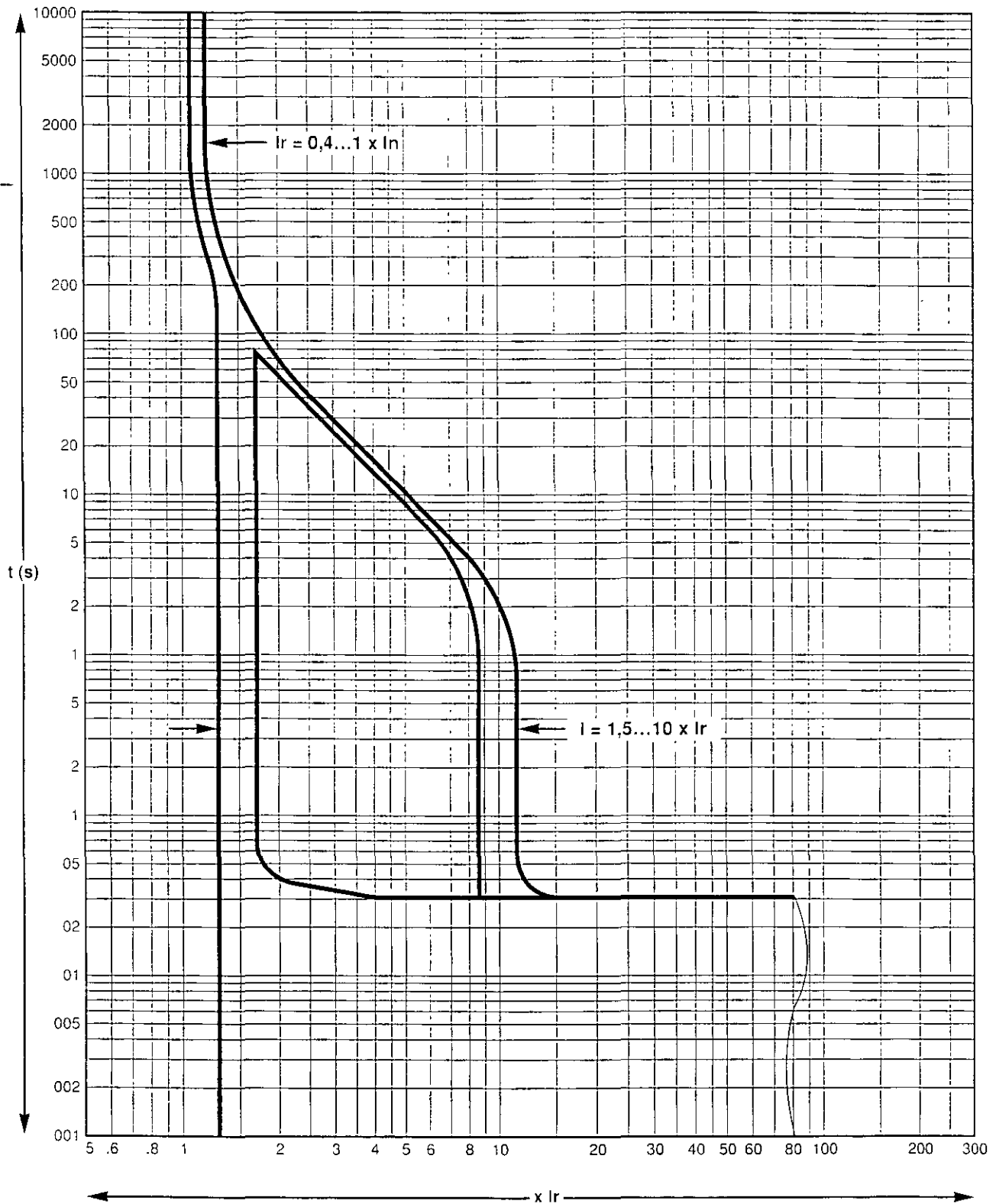
(2) valor medido por polo



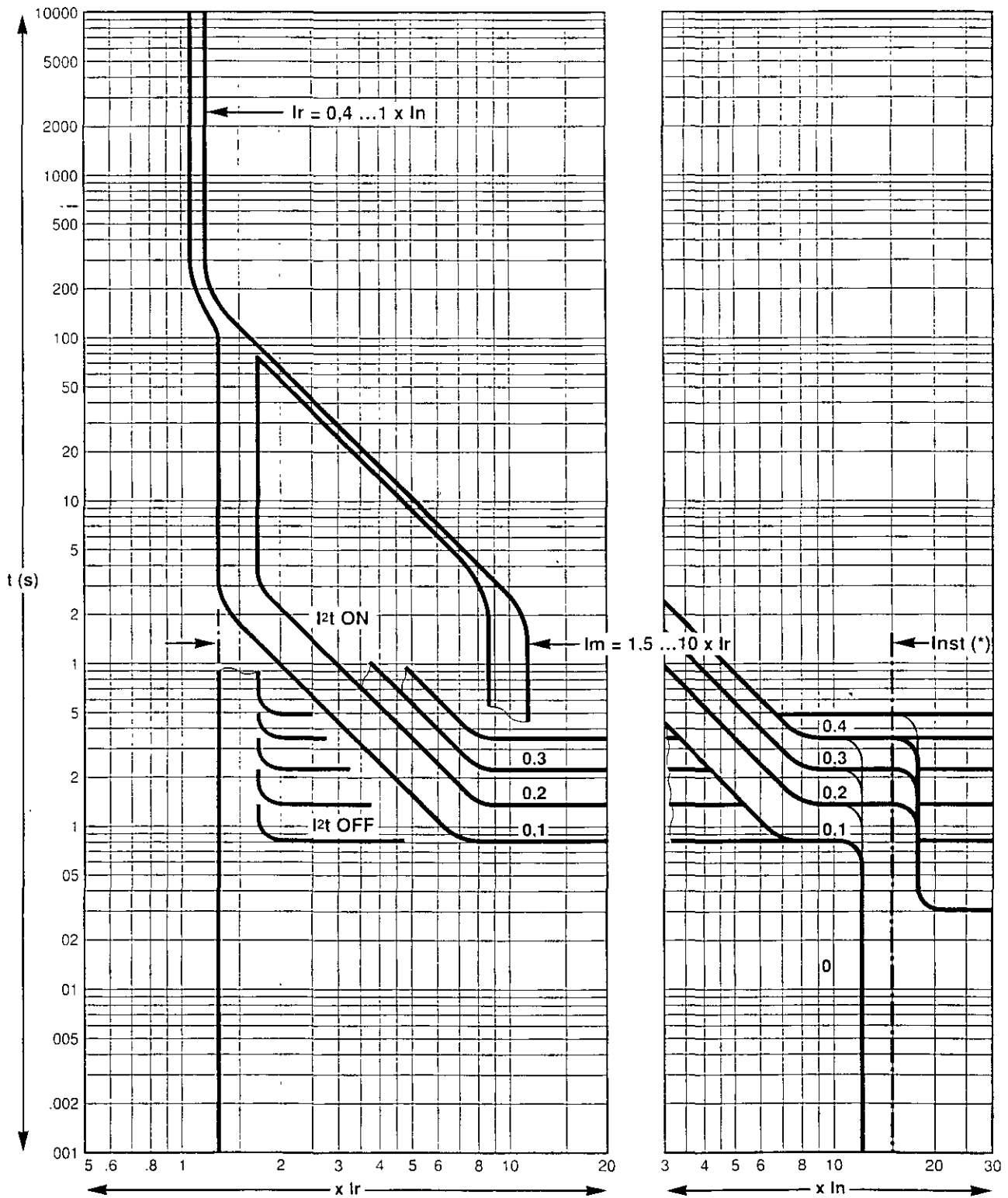
In: calibre nominal del sensor
 I: umbral de proteccion instantanea

***Max**

In (A)	630/800/1000	1200/1600	2000	2500	3000/3200	4000/5000/6300
Max = In x	28	24	20	14	12	10



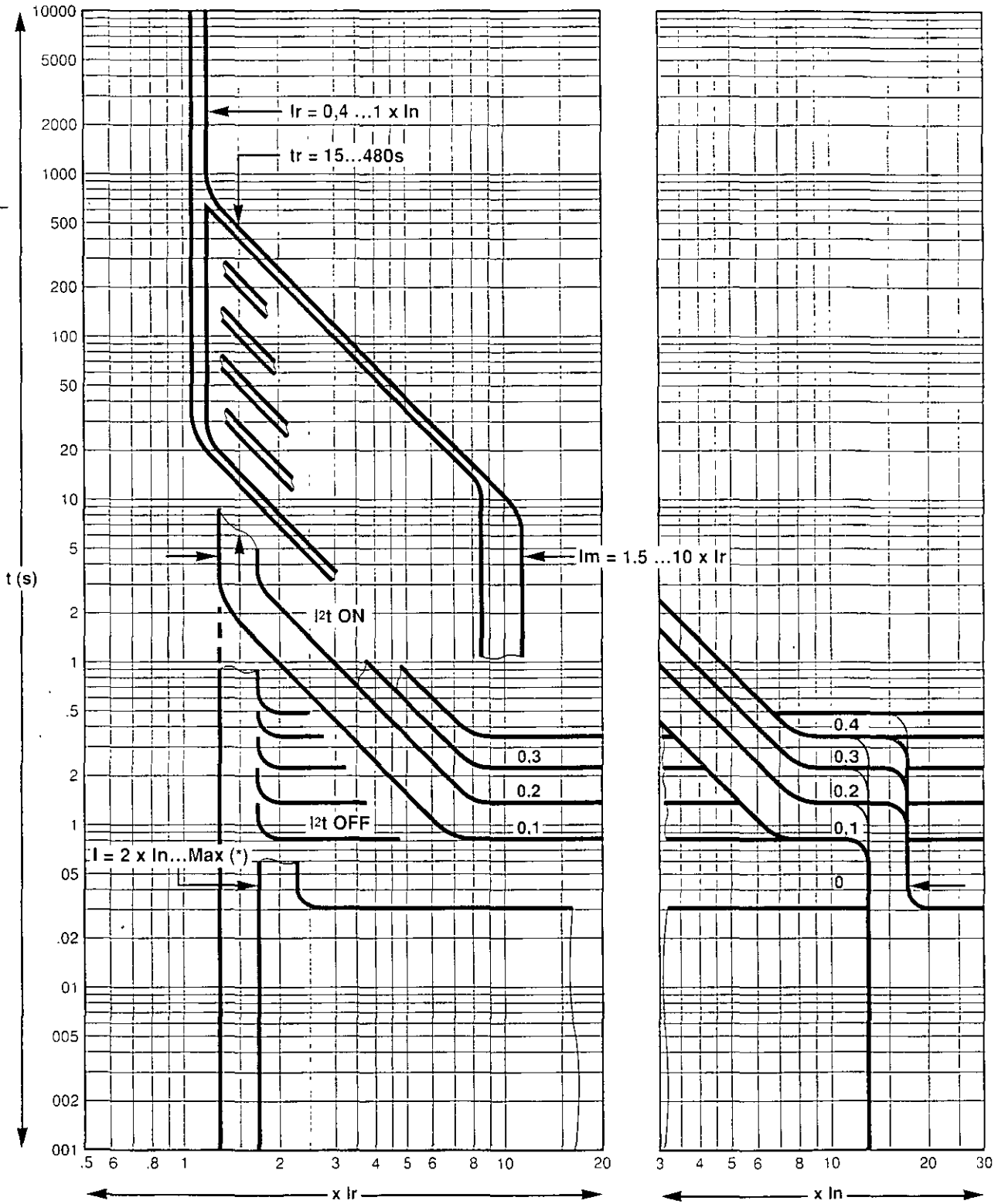
I_n : calibre nominal del sensor
 I_r : umbral de protección LR
 I : umbral de protección instantanea



In: calibre nominal del sensor
 Ir: umbral de proteccion LR
 Im: umbral de proteccion CR
 (tm temporizacion)
 Inst: umbral de proteccion instantanea

***Inst**

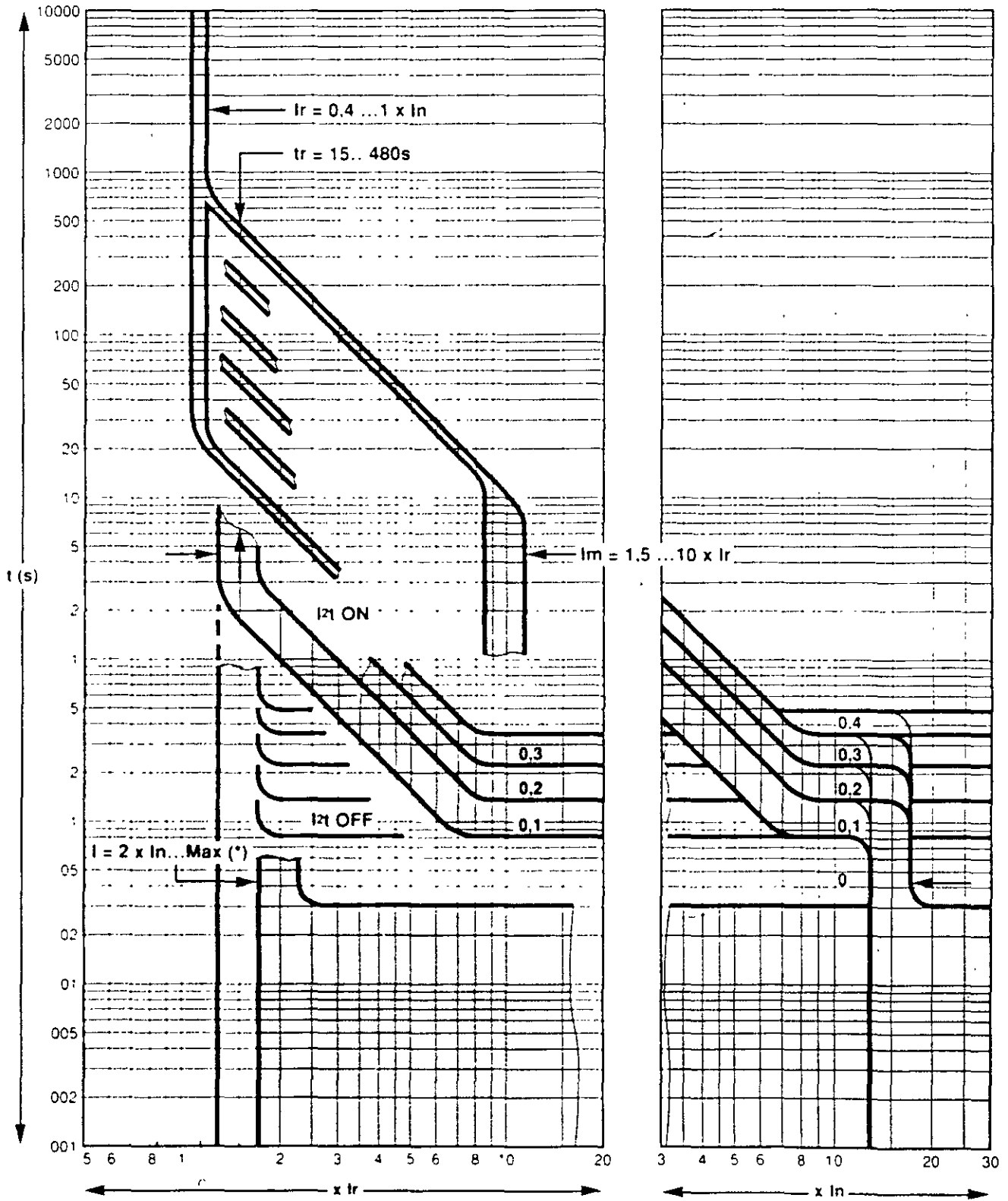
In (A)	630	800/ 1000	1200/ 1600	2000	2500	3000/ 3200	4000/ 5000/ 6300
I = In x .. (N-H)	28	28	24	20	14	12	10
I = In x.. (L)	14	10	8	6	6	-	-



I_n: calibre nominal del sensor
I_r: umbral de protección LR
 (t_r temporización)
I_m: umbral de protección CR
 (t_m temporización)
I: umbral de protección instantánea

***Max**

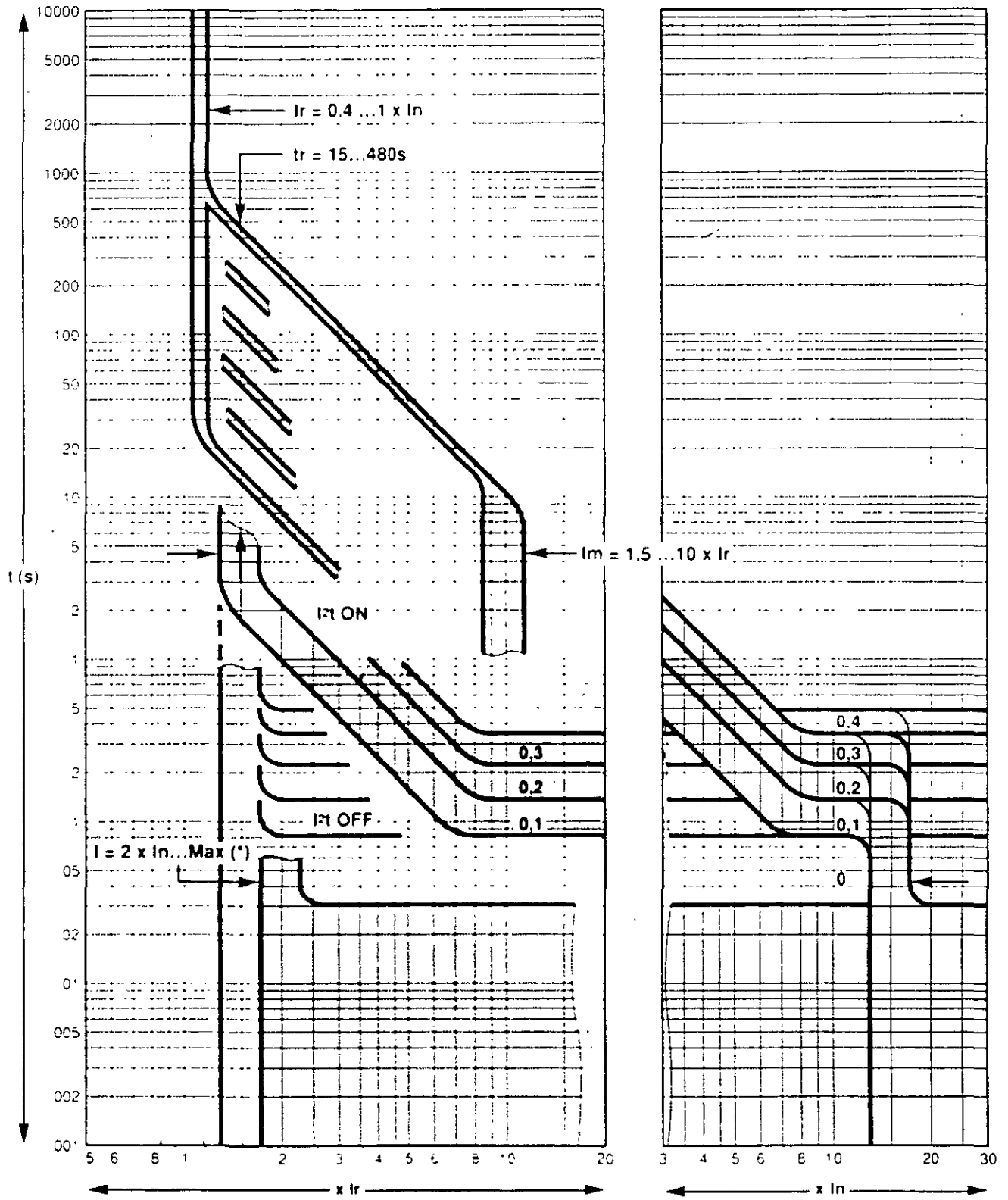
I _n (A)	630	800/ 1000	1200/ 1600	2000	2500	3000/ 3200
Max = I _n x (N-H)	28	28	24	20	14	12
Max = I _n x (L)	14	10	8	6	6	-



In: calibre nominal del sensor
 Ir: umbral de proteccion LR (tr temporizacion)
 Im: umbral de proteccion CR (tm temporizacion)
 I: umbral de proteccion instantanea

***Max**

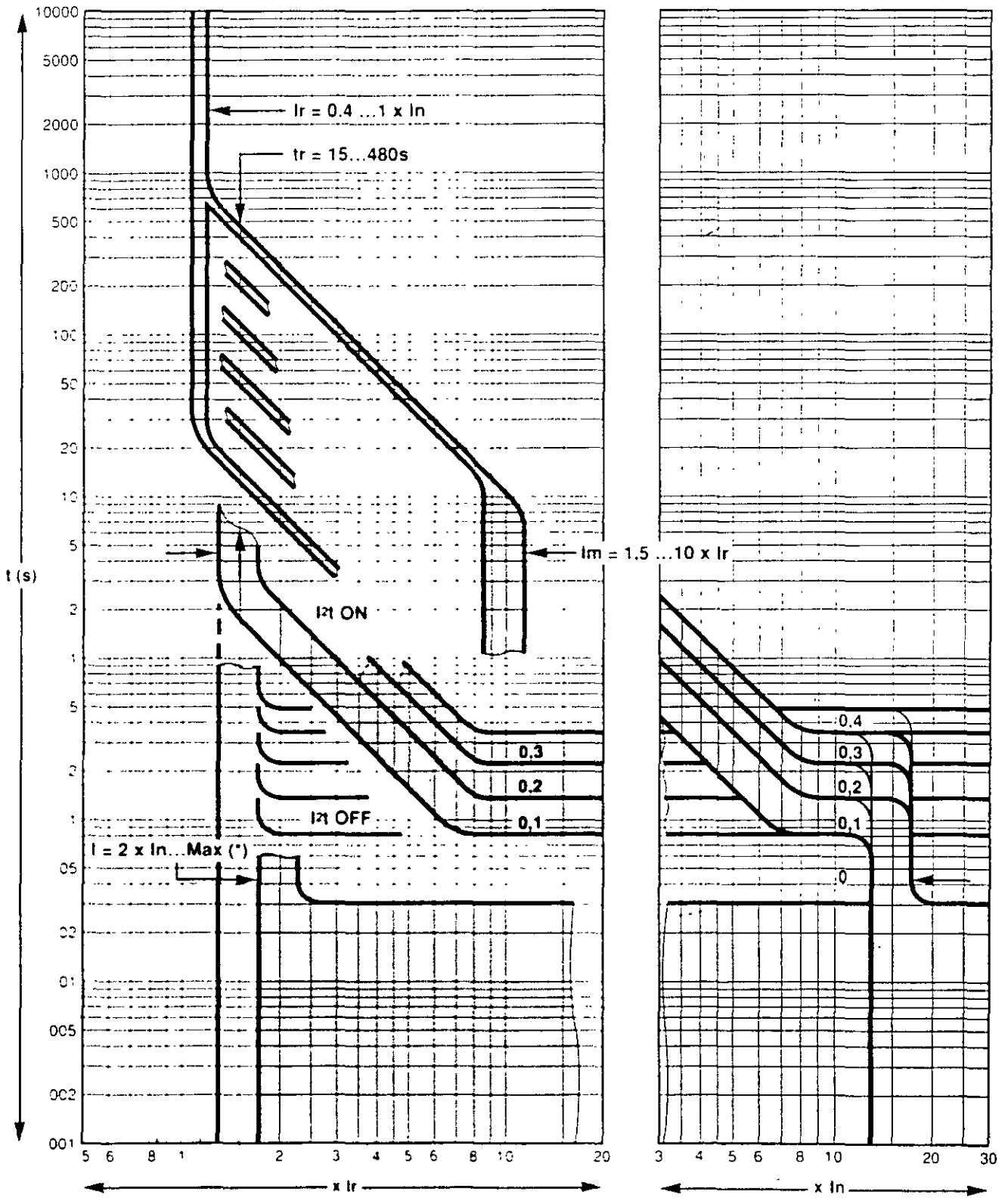
In (A)	630	800	1200	2000	2500	3000/ 3200
Max = In x (N-H)	28	28	24	20	14	12
Max = In x (L)	14	10	8	6	6	-



In: calibre nominal del sensor
 Ir: umbral de protección LR (tr temporización)
 Im: umbral de protección CR (tm temporización)
 I: umbral de protección instantánea

***Max**

In A	630	800	1200	2000	2500	3000
Max. In x (N.H.)	28	28	24	20	14	12
Max. In x L	14	10	8	5	6	-

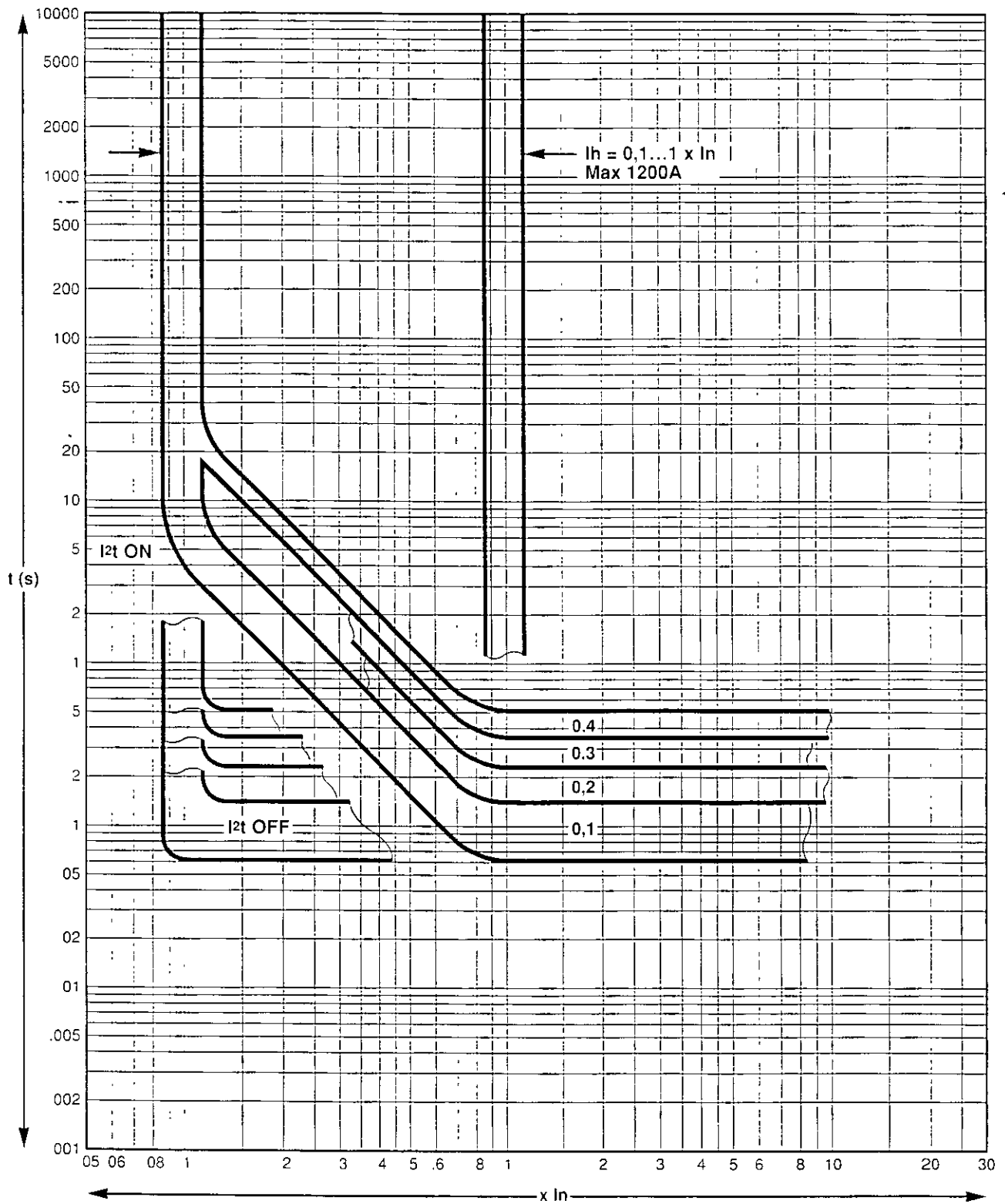


In: calibre nominal del sensor
 Ir: umbral de protección LR
 (tr temporización)
 Im: umbral de protección CR
 (tm temporización)
 I: umbral de protección instantánea

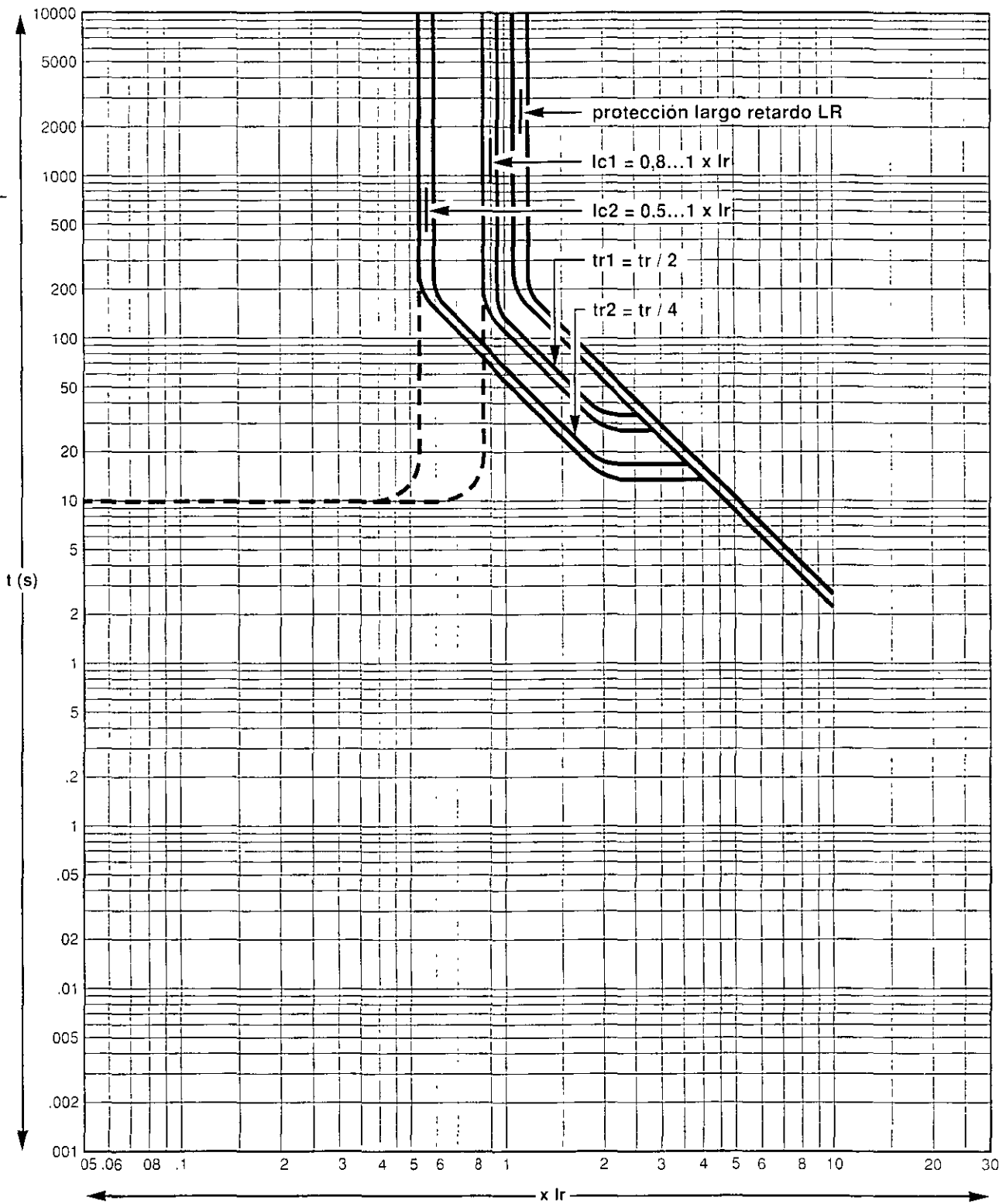
***Max**

In (A)	630	800	1200	2000	2500	3000/ 3200
Max = In x (N-H)	28	128	24	20	14	12
Max = In x (L)	14	10	8	6	6	

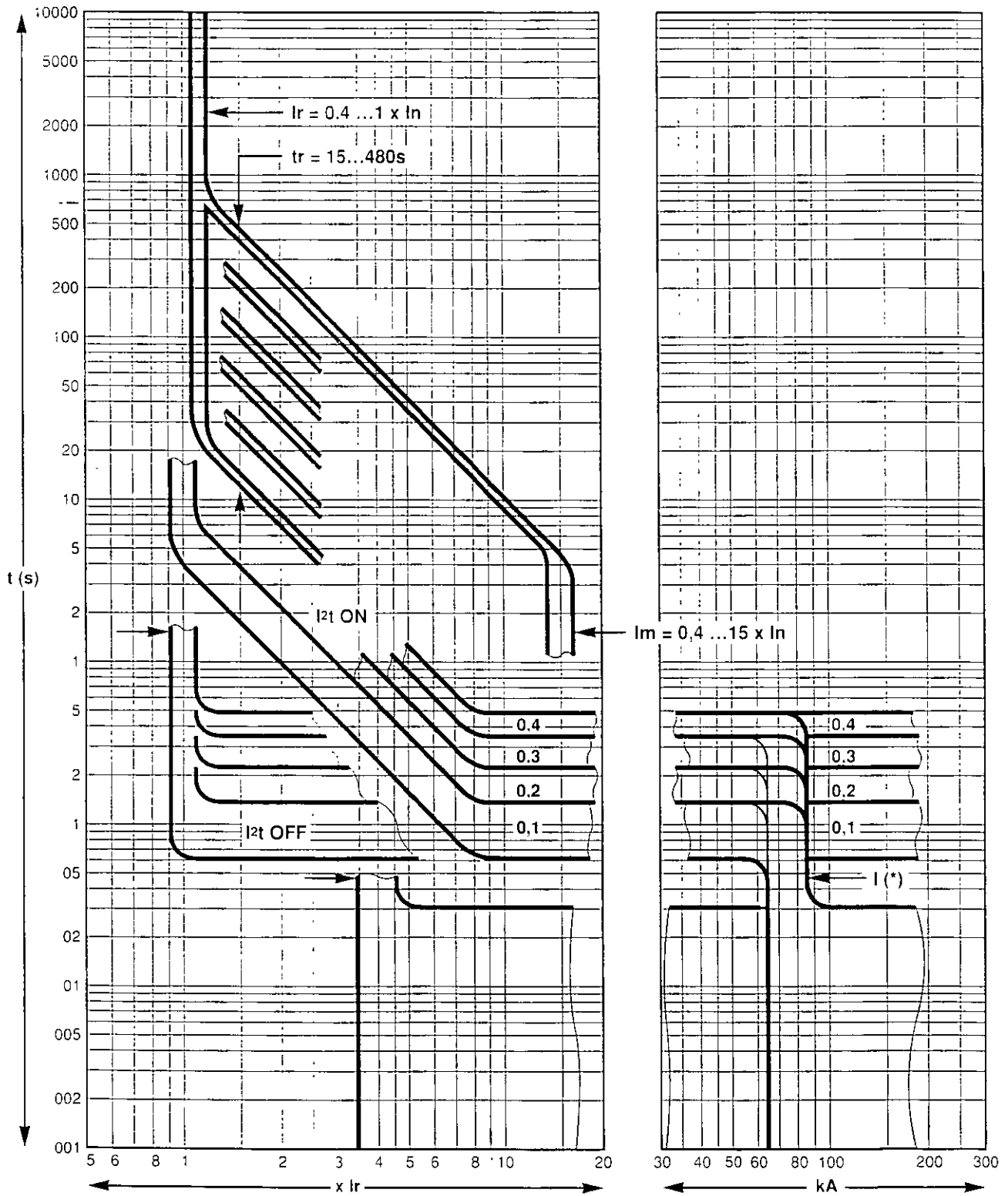
90



I_n : calibre nominal del sensor
 I_h : umbral de protección falla a tierra (temporización t_h)



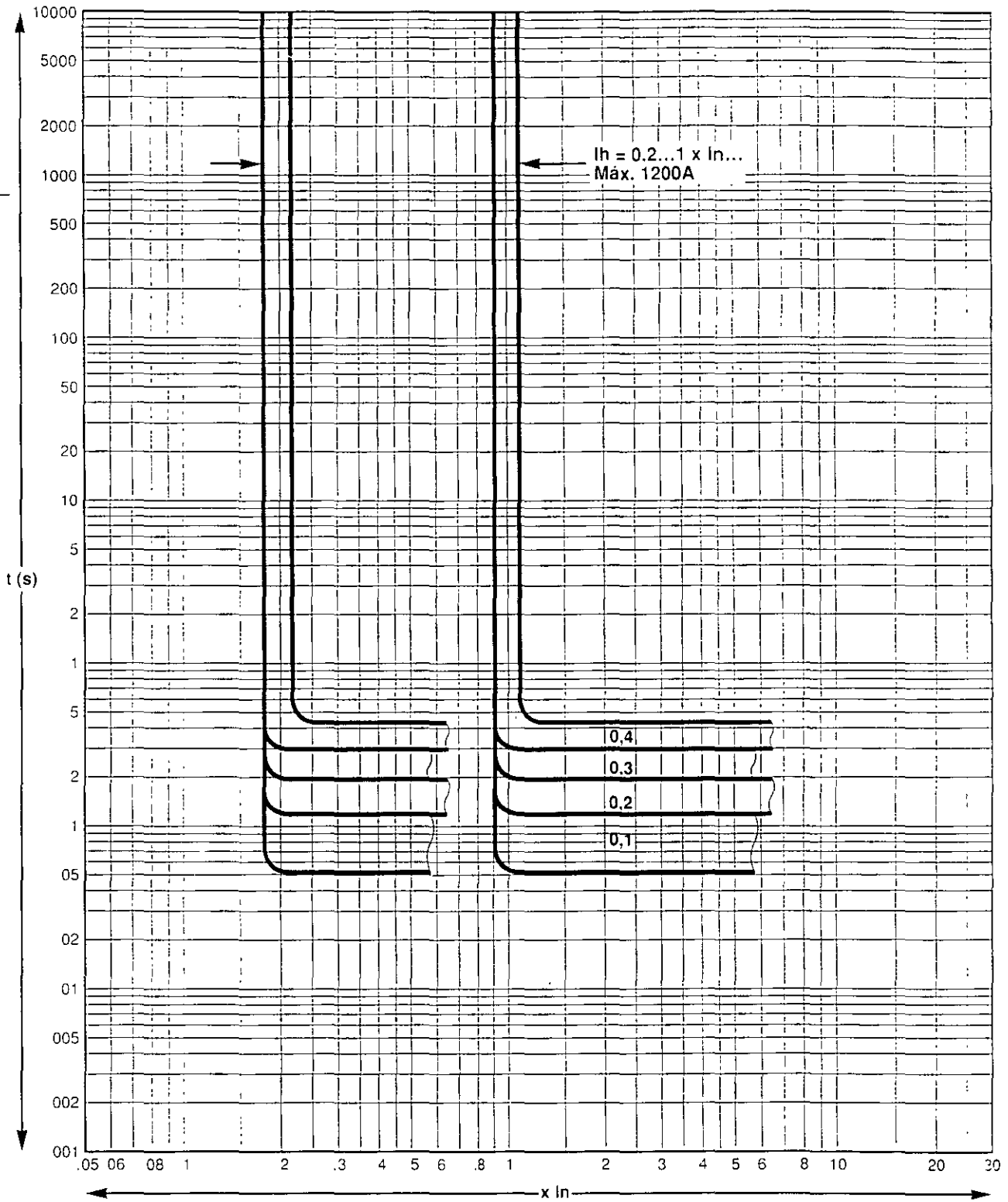
I_r : umbral de protección largo retardo LR
 I_{c1} : umbral de desconexión 1 (temporización t_{r1})
 I_{c2} : umbral de desconexión 2 (temporización t_{r2})



In: calibre nominal de los sensores
Ir: umbral de protección LR
 (tr temporización)
Im: umbral de protección CR
 (tm temporización)
I: umbral de protección instantánea

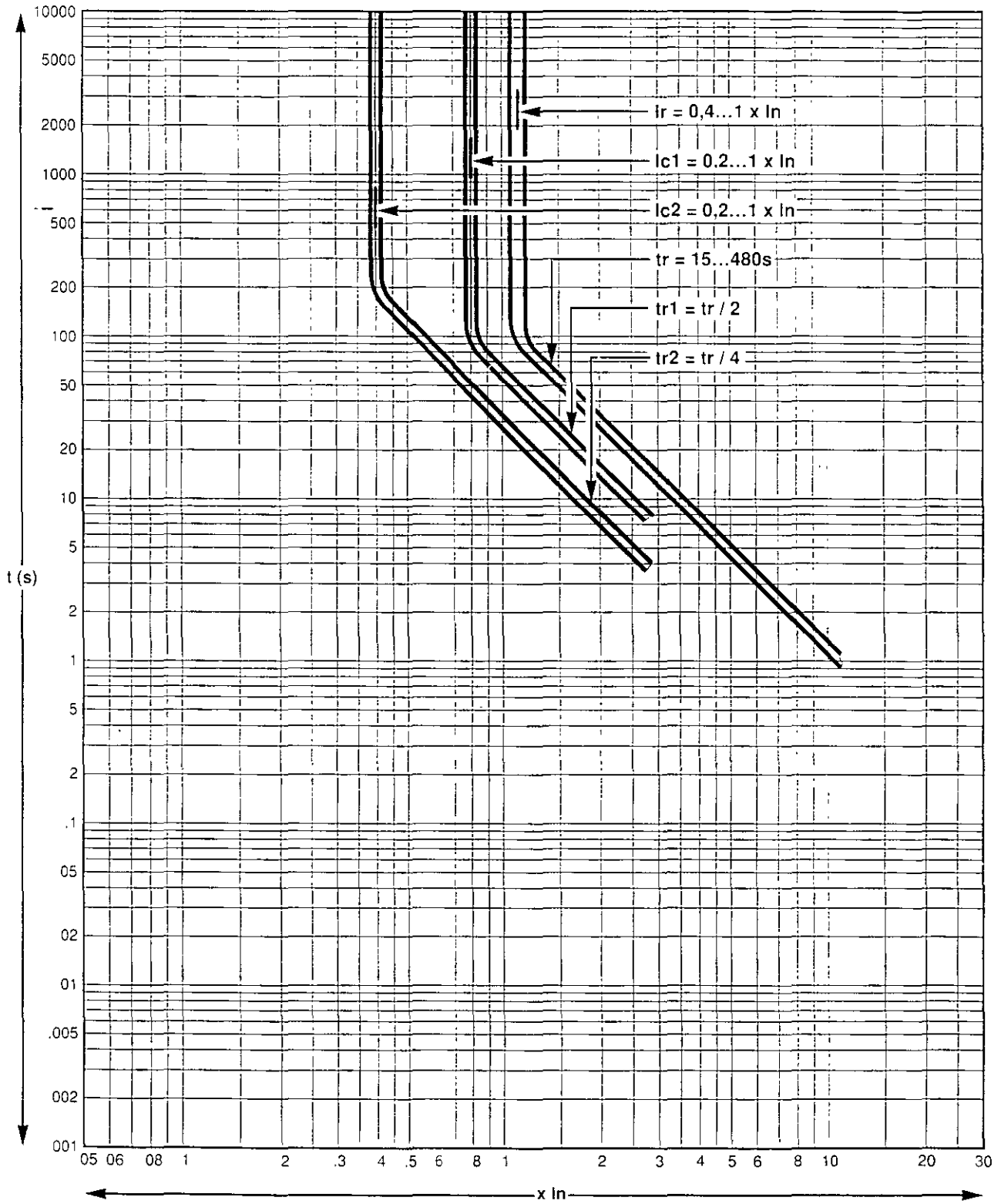
*1

In (A)	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
tipo H2: I =	1.6 kA	50 kA			In . 65 kA		In 75 kA			
tipo H1: I =	In o 1.6 kA	50 kA								
tipo L1: I =	1.6	11 kA			In 15 kA					



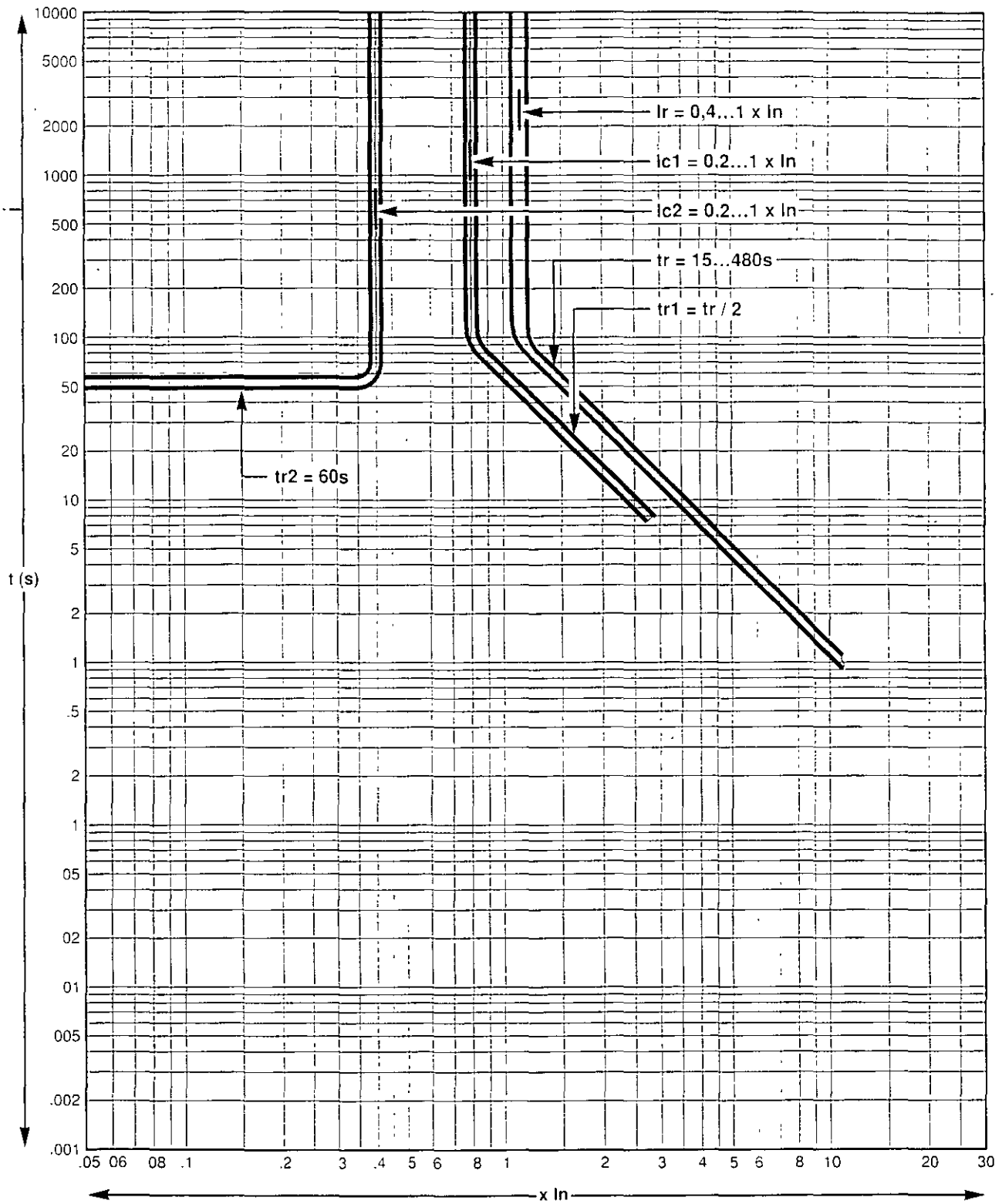
I_n : calibre nominal de los sensores
 I_r : umbral de proteccion falla a tierra
 (0 - 0.1 escalones de proteccion)

95

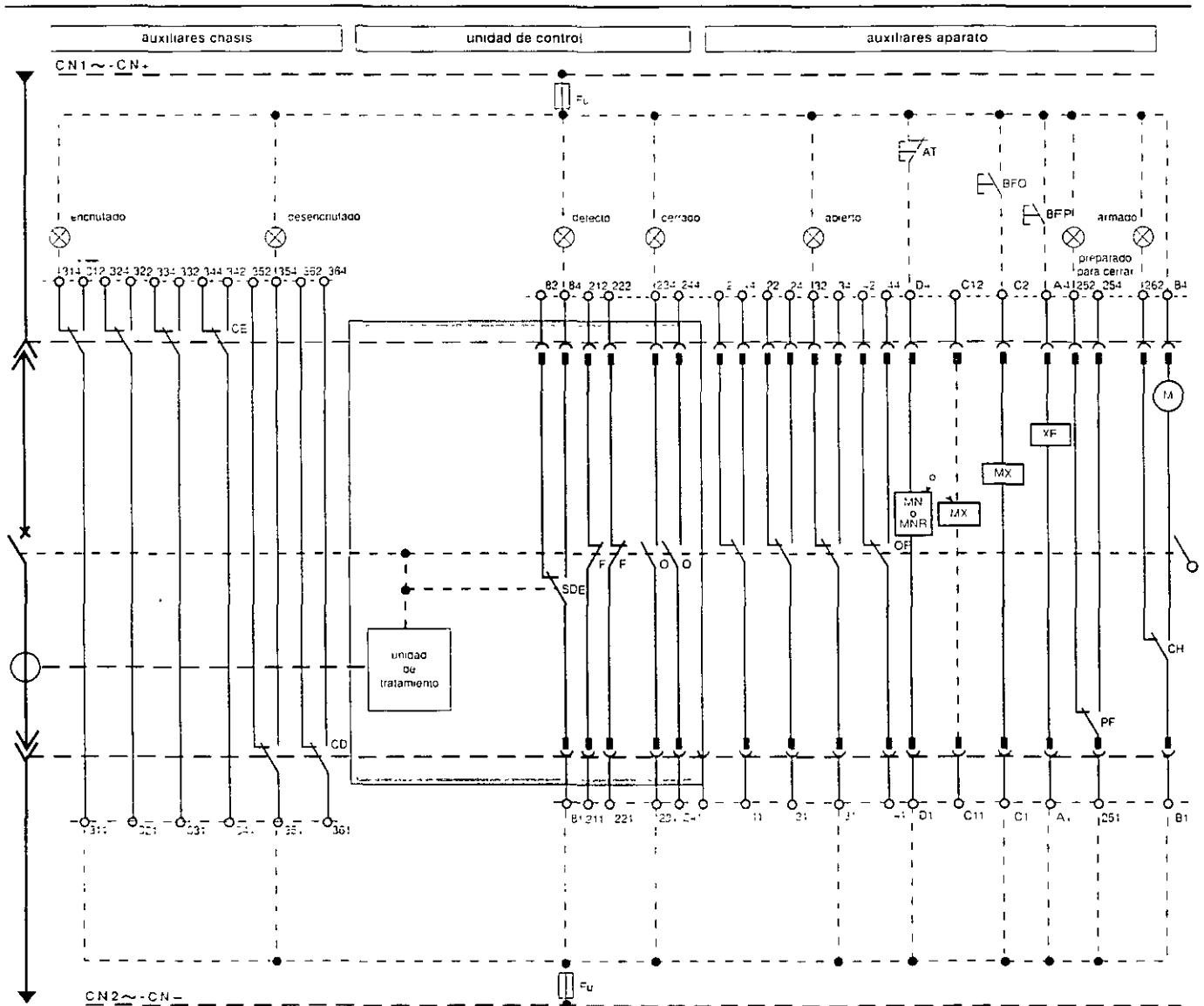


I_r : umbral de protección LR
 (t_r temporización)
 I_{c1} : regulación del 2º umbral de límite de carga
 (t_{r1} temporización del umbral I_{c1})
 I_{c2} : regulación del 1º umbral de límite de carga
 (t_{r2} temporización del umbral I_{c2})

STR68U
 control de carga,
 1 umbral de límite,
 1 umbral de nueva
 toma de carga



- I_r : umbral de protección LR
(t_r temporización)
- I_{c1} : regulación del 2º umbral de límite de carga
(t_{r1} temporización del umbral I_{c1})
- I_{c2} : regulación del umbral de nueva toma de carga
(t_{r2} temporización del umbral I_{c2})

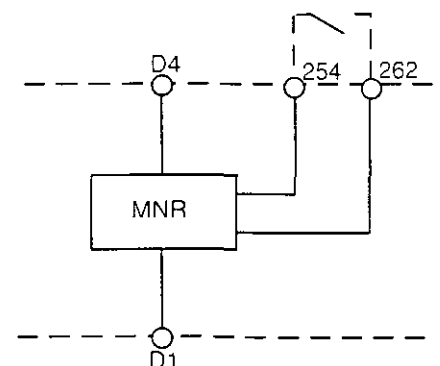


- AT: paro de emergencia
- BPO: boton de apertura
- BPF: boton de cierre
- CE: contacto posicion conectado (10 A/220 Vca)
- M: motor de rearmado (180 VA/220 Vca)
- XF: bobina de cierre (20 VA/220 Vca)
- MX: bobina de disparo (20 VA/220 Vca)
- MN: bobina de minima tension (20 VA/220 Vca)
- MNR: bobina de minima tension con retardo (20 VA/220 Vca)
- OF: contactos auxiliares doble tiro (10 A/220 Vca)
- O: 2 contactos auxiliares normalmente abiertos (10 A/220 Vca)
- F: 2 contactos auxiliares normalmente cerrados (10 A/220 Vca)
- SDE: contacto con indicacion de falla (10 A/220 Vca)
- CH: interruptor del limite del motor
- PF: contacto "listo para cerrar" (10 A/220 Vca) el cierre es posible si el aparato esta abierto sin piqueo y con el resorte armado

CD: contacto posicion desconectado (10 A/220 Vca)

- el esquema se presenta con los circuitos desenergizados, el interruptor abierto y en posicion "conectado", resorte armado y bobinas en posicion normal
- los accesorios tales como botones, lamparas y fusibles no se suministran con el interruptor

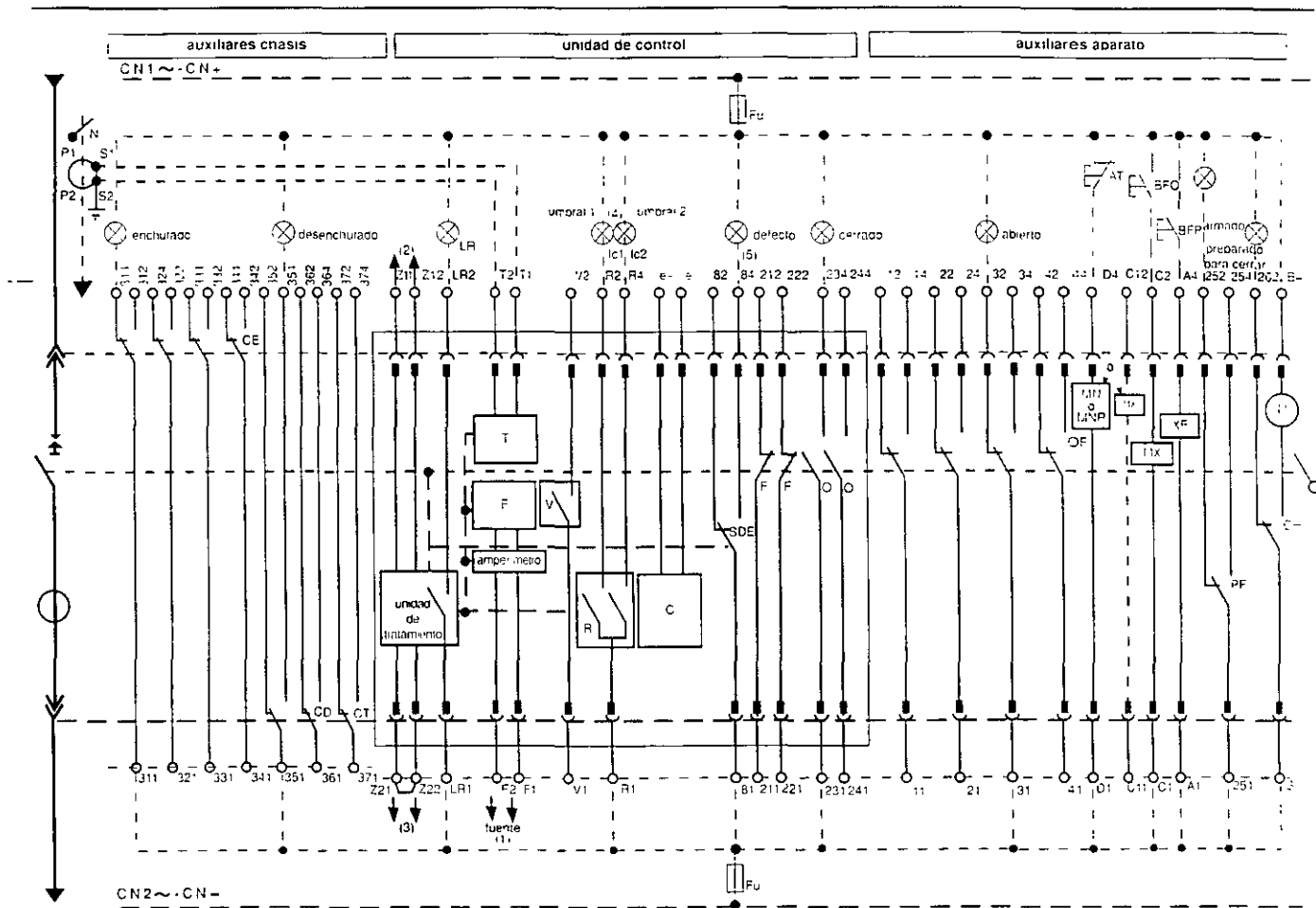
Alambrado de la MNR (variante de diagrama) Disparo instantáneo con MNR



Nota: El cableado del contacto exterior toma el lugar de la señalizacion del resorte armado y del contacto a la apertura PF

STR38S/STR58U

protección falla a tierra (T) o control de carga (R) señalización local o a distancia amperímetro

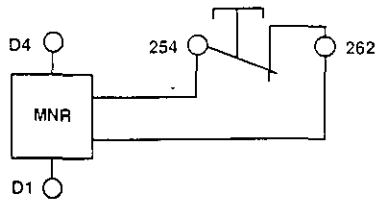


- AT: paro de emergencia
- BPO: botón de apertura
- BPF: botón de cierre
- LR: botón de señalización del disparo tiempo largo
- CR: botón de señalización del disparo tiempo corto
- CE: contacto posición conectado" (10 A/220 Vca)
- M: motor de rearmado (180 VA/220 Vca)
- R: control de carga
- XF: bobina de cierre (20 VA/220 Vca)
- T: protección de falla
- MX: bobina o emisión de corriente (20 VA/220 Vca)
- MN: bobina de mínima tensión (20 VA/220Vca)
- MNR: bobina de mínima tensión con retardo (20 VA/220 Vca)
- OF: contactos auxiliares doble tiro (10 A/220 Vca)
- O: 2 contactos auxiliares normalmente abiertos (10 A/220 Vca)
- F: 2 contactos auxiliares normalmente cerrados (10 A/220 Vca)
- SDE: contacto con indicación de falla (10 A/220 Vca)
- CH: interruptor del límite del motor
- F: señalización local de disparo por falla

- V: contacto de falla a máxima intensidad diferenciado (5 A/240 Vca) (cierre posible si el aparato esta abierto no enclavado y armado)
- CD: contacto posición desconectado (10 A/240 Vca)
- C: comunicación

- umbral 1, orden de desconexión según lc1 límite de carga
- umbral 2 orden de desconexión según lc2 límite de carga.
- esquema que representa los circuitos "fuera de tensión", aparato "abierto, conectado, armado, y las bobinas en posición de reposo".
- los accesorios como botones pulsadores lámparas y fusibles no se suministran con el interruptor

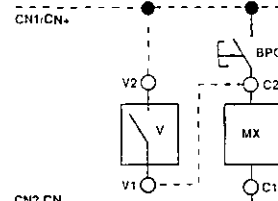
Cableado de la MNR (variante de esquema).
Disparo instantáneo con MNR cuando se produce la apertura del contacto 254-262



Nota: el cableado del contacto exterior toma el lugar de la señalización del resorte armado y del contacto a la apertura PF

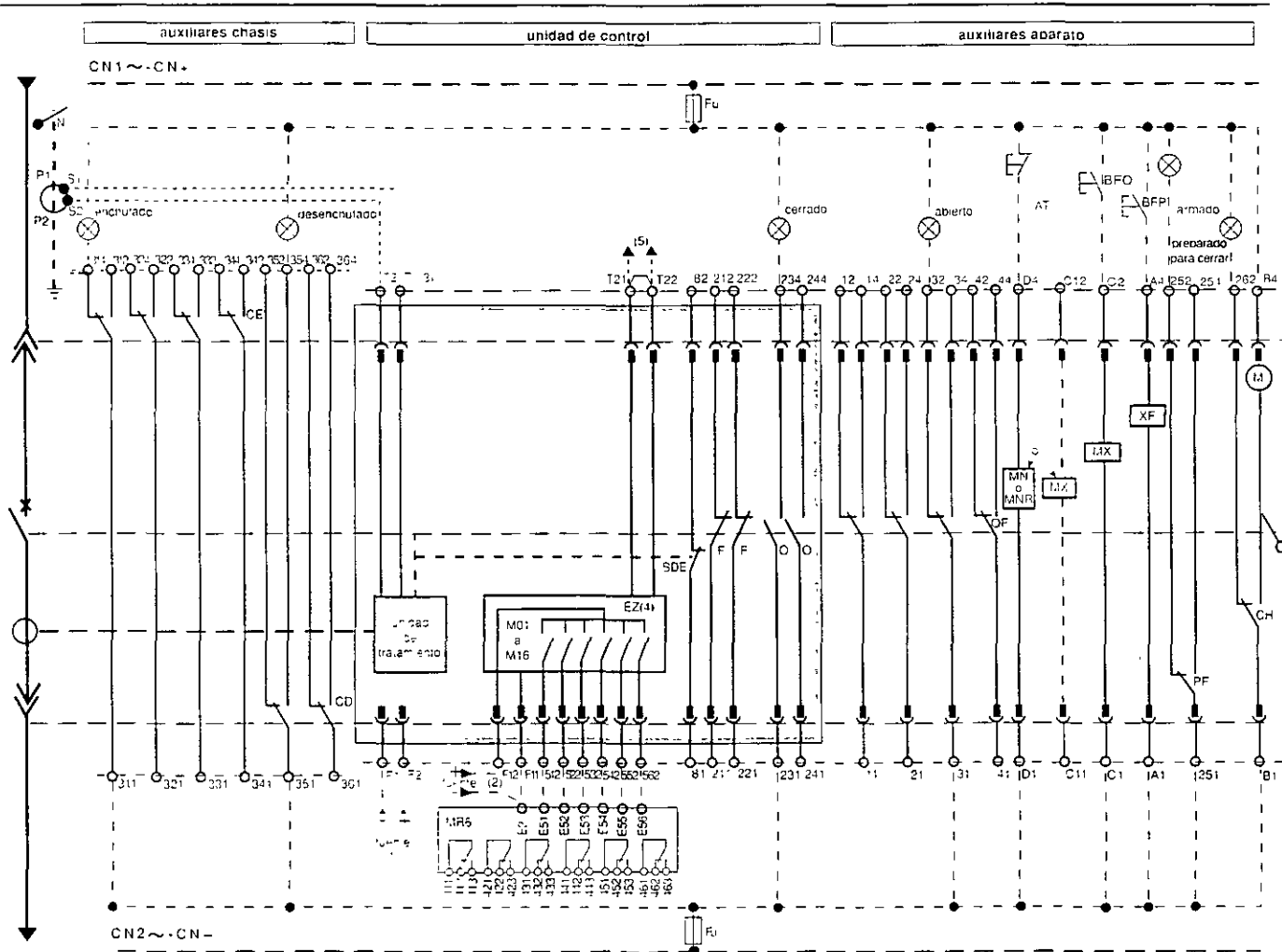
- (1) Fuente de alimentación de las opciones I o T o F (módulo AD -salvaguarda mec ante módulo batería BAT)
- (2) Selectividad lógica con el interruptor automático
- (3) Selectividad lógica con el interruptor automático (retirar el puenteado)

Cableado del contacto V mediante enclavamiento del interruptor según el tipo de falla seleccionada



El enclavamiento diferenciado necesita:
- una alimentación permanente (F1 F2)
- una conexión suplementaria (BS)

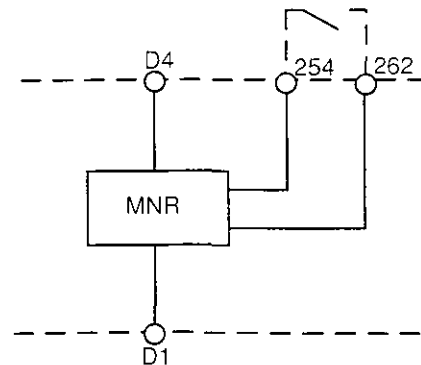
- (4) En corriente continua la anulación de la señalización necesita el cableado de un contacto exterior (no suministrado).
- (5) Con la opción enclavamiento diferenciado la conexión 84 no aparece.



- AT: paro de emergencia
- BPO: botón de apertura
- BPF: botón de cierre
- CE: contacto posición 'conectado' (10 A/220 Vca)
- M: motor de rearmado (180 VA/220 Vca)
- XF: bobina de cierre (20 VA/220 Vca)
- MX: bobina de disparo (20 VA/220 Vca)
- MN: bobina de mínima tensión (20 VA/220 Vca)
- MNR: bobina de mínima tensión con retardo (20 VA/220 Vca)
- OF: contactos auxiliares doble tiro (10 VA/220 Vca)
- O: 2 contactos auxiliares normalmente abiertos (10 A/220 Vca)
- F: 2 contactos auxiliares normalmente cerrados (10 A/220 Vca)
- SDE: contacto con indicación de falla (10 A/220 Vca)
- CH: interruptor del límite del motor
- M01: opción señalización equipada a de 6 contactos estáticos con salidas
- M16: de corte múltiple (0 2 A/24 Vcc) que pueden ser programadas
- PF: contacto listo para cerrar (10 A/220 Vca) el cierre es posible si el aparato está abierto, sin bloqueo y el resorte armado
- MR6: módulos de relés con 6 contactos inversores (3 A/24 Vca)

■ esquema presentado con los circuitos "sin tensión" aparato abierto enchufado, armado y los relés en posición de reposo.
 ■ los accesorios tales como pulsadores, lámparas y fusibles no se suministran con el aparato

Cableado de la MNR (variante de esquema) Disparo instantáneo con MNR

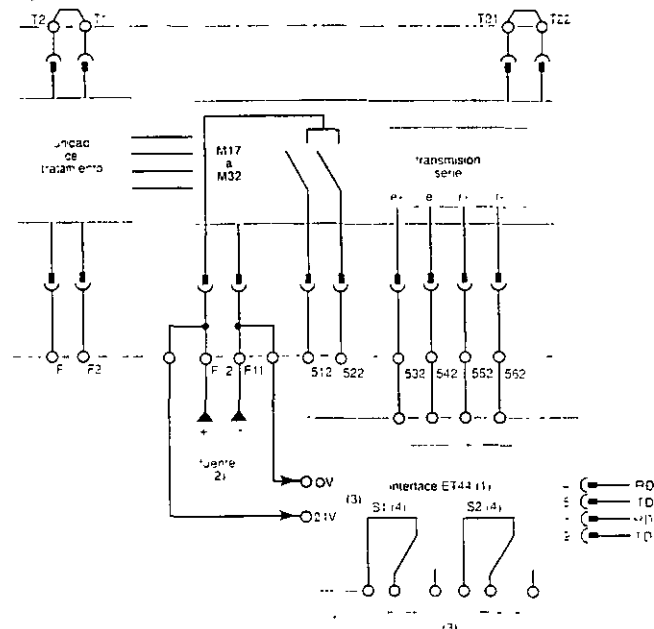


Nota: El cableado del contacto exterior toma el lugar de la señalización del resorte armado y del contacto a la apertura PF

	modulo	numero de los bornes de conexión					
		512	522	532	542	552	562
salida relés	version de base						
	M01	LR	CR/Inst		AS		
	M02	LR	CR/Inst	umbral 1	umbral 2	limite 1	limite 2
	M03	LR	CR/Inst	umbral 1	umbral 2	limite 1	limite 2
	M04	LR	CR/Inst	umbral 1	AS	limite 1	limite 2
	M05	umbral 2	CR/Inst	umbral 1	AS	limite 1	limite 2
	M06	LR	CR/Inst	umbral 1	AS	limite 1	limite 2
	M07	LR	CR/Inst	T	umbral 1	limite 1	limite 2
	M08	LR	CR/Inst	T	AS	umbral 1	Z
	M09	LR	CR/Inst	T	AS	limite 1	limite 2
	M10	LR	CR/Inst	T	Z	limite 1	limite 2
	M11	umbral 2	CR/Inst	T	umbral 1	limite 1	limite 2
	M12	LR	CR/Inst	T	Z	limite 1	limite 2
	M13	umbral 1	CR/Inst	T	AS	limite 1	limite 2
	M14	umbral 1	CR/Inst	T	Z	limite 1	limite 2
	M15	Z	CR/Inst	T	AS	limite 1	limite 2
M16							
		512	522	1	6	5	9
salida relés teletransmisión	M17	CR/Inst	LR				
	M18	CR/Inst	AS				
	M19	T	CR/Inst				
	M20	T	AS				
	M21	T	Z				
	M22	Z	AS				
	M23	Z	umbral 1				
	M24	Z	limite 1	e ⁻ entrada	e ⁻ salida	s ⁻ entrada	s ⁻ salida
	M25	T	limite 1				
	M26	CR/Inst	umbral 1				
	M27	CR/Inst	limite 1				
	M28	umbral 2	umbral 1				
	M29	limite 2	limite 1				
	M30	toma de carga 2	limite 1				
	M31	limite 2	AS				
	M32						

- Protección:**
LR señalización disparo tiempo largo (ln)
CR/Inst. señalización disparo tiempo corto o instantáneo (Im/I)
T señalización disparo protección "falla tierra" (lh)
Z salida selectividad logica
- Control de carga:**
umbral 1 señalización de rebasado del umbral 1 (lc1)
umbral 2 señalización de rebasado del umbral 2 (lc2)
limite 1 orden de limite de carga según umbral lc1
limite 2 orden de limite de carga según umbral lc2
toma de carga 2 orden de toma de carga según umbral 2 (lc2)
- Automonitoreo:**
AS señalización de mal funcionamiento de la unidad central o calentamiento excesivo en el aparato

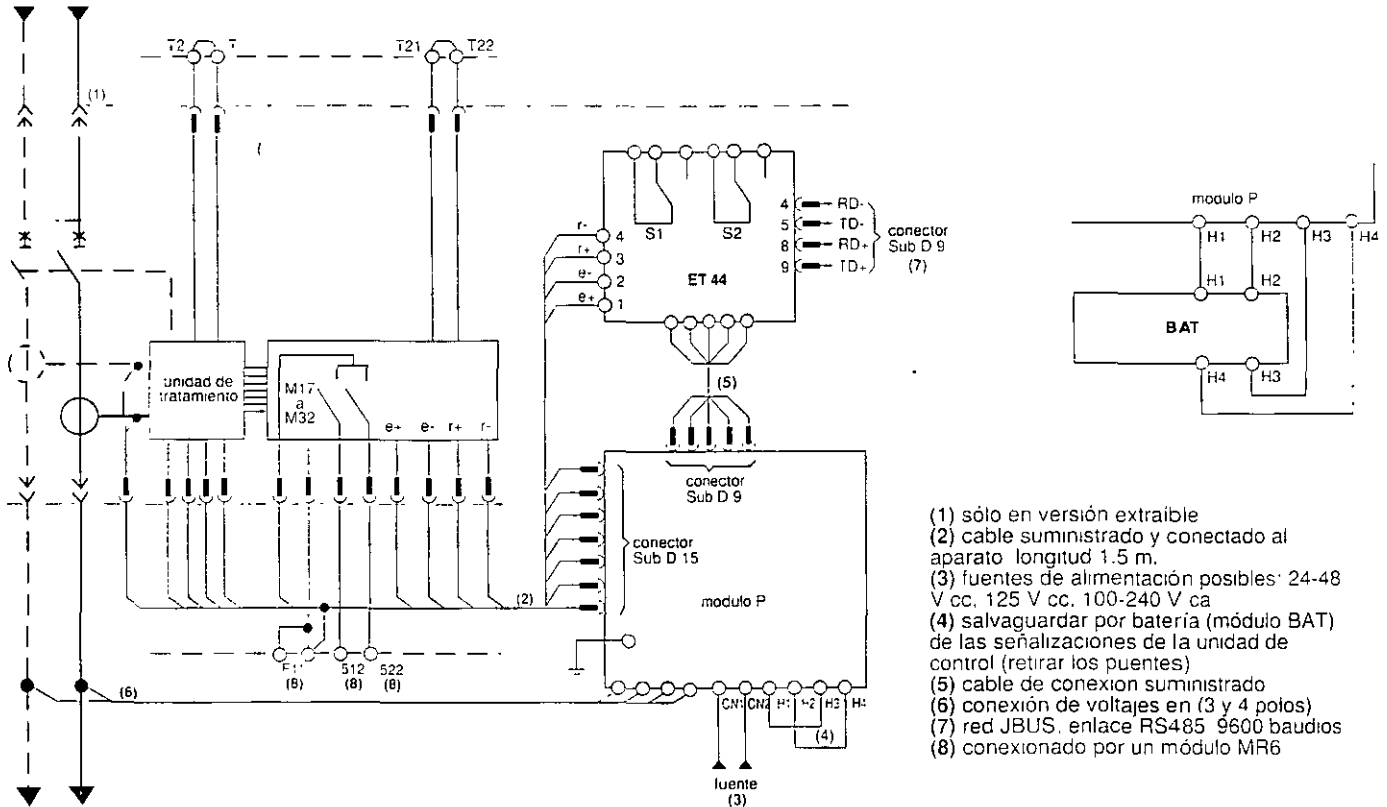
variante de conexión teletransmisión: opciones m17 a m32



1: interface de comunicación para enlace RS485 a 9600 baudios
 2: alimentación de la opción m y del interface ET44 por modulo AD
 3: conector suministrado
 4: salida por relés 10 A 240 Vca telemandable
 5: red JBUS enlace RS485 9600 baudios

101

conexión del módulo de potencia



- (1) sólo en versión extraíble
- (2) cable suministrado y conectado al aparato longitud 1.5 m.
- (3) fuentes de alimentación posibles: 24-48 V cc, 125 V cc, 100-240 V ca
- (4) salvaguardar por batería (módulo BAT) de las señalizaciones de la unidad de control (retirar los puentes)
- (5) cable de conexión suministrado
- (6) conexión de voltajes en (3 y 4 polos)
- (7) red JBUS, enlace RS485 9600 baudios
- (8) conexionado por un módulo MR6

alimentación de las unidades de control y de las funciones complementarias

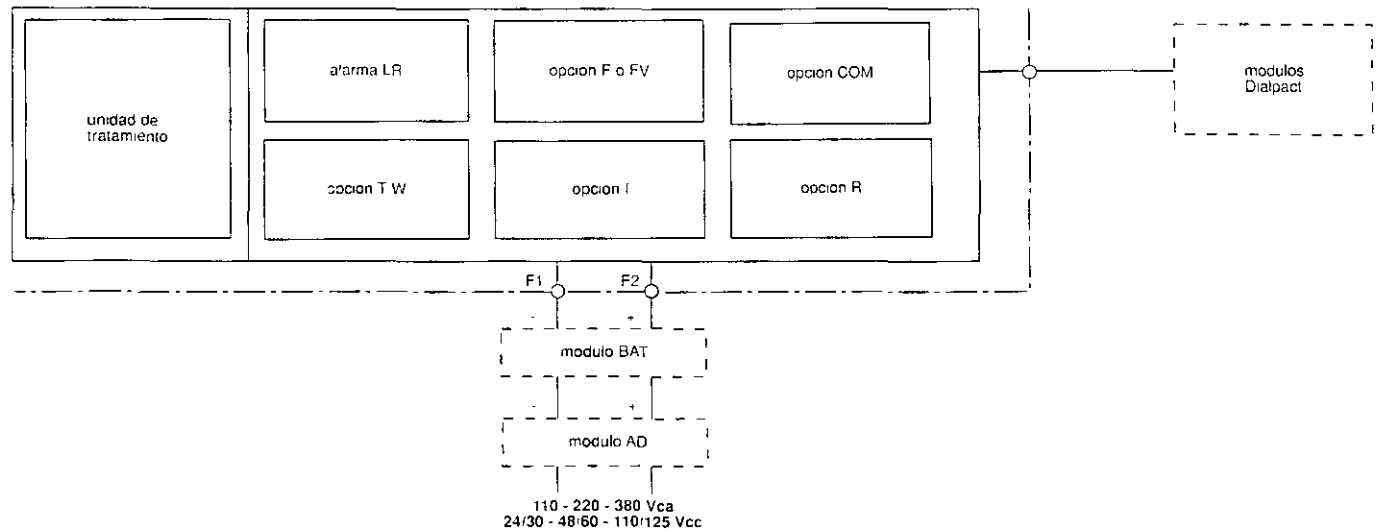
Todas las funciones de la unidad de control toman la alimentación de los transformadores de intensidad integrados en el aparato

Solamente se precisa alimentación exterior si el aparato está débilmente cargado en trifásico (menos del 20% de la intensidad nominal) o cargado en monofásico. Características de la alimentación exterior 24 Vcc-1 W-clase 2 con una tasa de ondulación inferior al 10%. Se recomienda la utilización del módulo AD.

Señalización de las causas de disparo con el aparato abierto

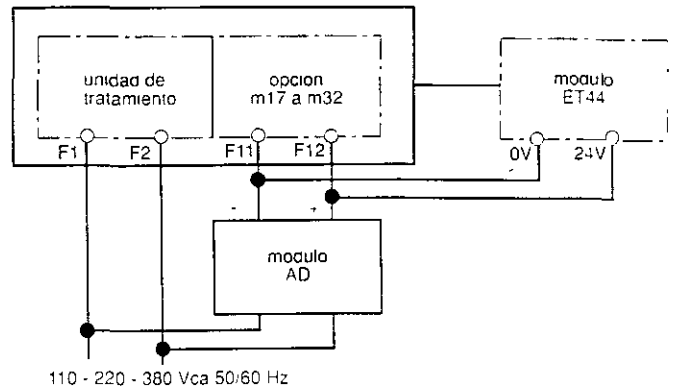
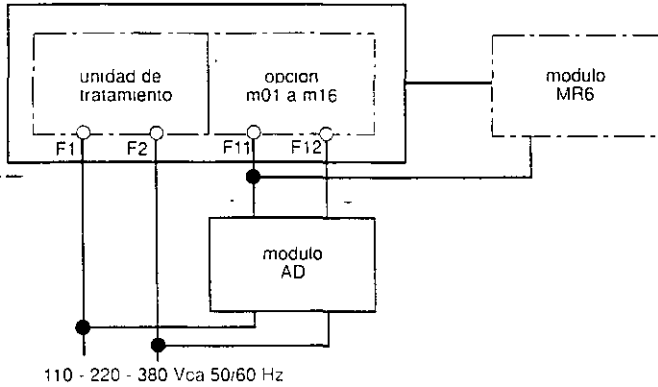
- por módulo pila la opción F de las unidades de control STR38 y STR58.
- por alimentación exterior de seguridad para los otros casos (STR68 opción FV opción F sin módulo pila). Se recomienda la utilización del módulo batería BAT, asociado al módulo de alimentación AD

unidades de control STR28, STR38 y STR58

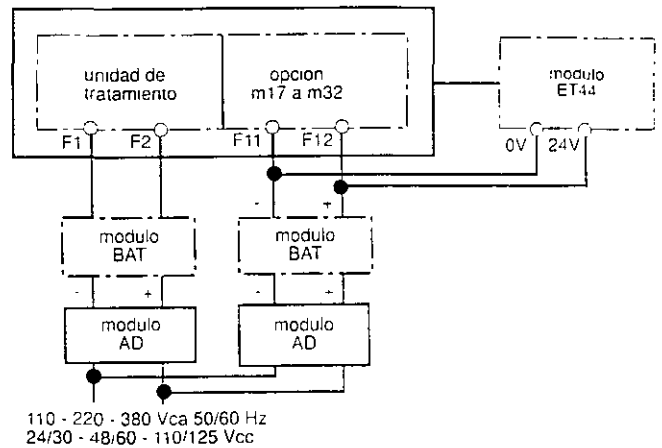
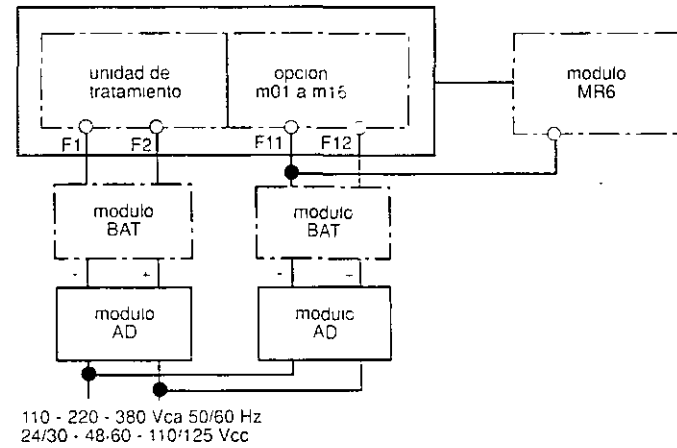


unidad de control STR68 sin módulo de potencia

alimentación CA sin salvaguarda de la señalización

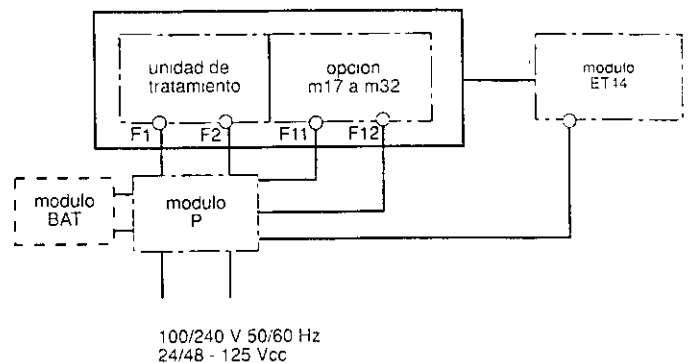
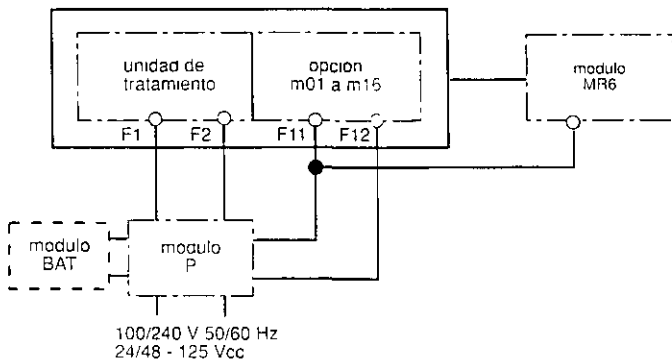


alimentación CA sin salvaguarda de la señalización
alimentación CC con o sin salvaguarda



unidad de control STR68 con módulo de potencia

alimentación directa CA o CC con o sin salvaguarda de la señalización



Nota: el módulo batería (BAT) permite salvaguardar las informaciones disponibles en la cara delantera de la unidad de control

Ejemplo

M	20
3P	X
4P	

3. Elegir la opción deseada

1. Masterpact

cantidad	<input type="text"/>
calibre y tipo	<input type="text"/>
■ 08 10 12 16 20 25 32 40 50 63	M
■ int. automático (N1 H1 H2 L1)	tipo <input type="text"/>
■ variante interruptor (NI HI HF)	
numero de polos	3P <input type="text"/>
	4P <input type="text"/>
calibre de los sensores (ver pag. 10 para la elección de las In)	In = <input type="text"/>
■ sensor exterior	TCE <input type="text"/>
versión	
■ aparato fijo	F <input type="text"/>
■ seccionable completo	D <input type="text"/>
■ solamente aparato seccionable	A <input type="text"/>
■ solo chasis	C <input type="text"/>
conectores	
■ superior horizontal	P <input type="text"/>
vertical	C <input type="text"/>
frontal	A <input type="text"/>
■ inferior horizontal	P <input type="text"/>
vertical	C <input type="text"/>
frontal	A <input type="text"/>
proteccion del neutro	N <input type="text"/>
	N/2 <input type="text"/>
ambiente	
■ tropicalización T2 estandar	
■ condiciones especiales	SI <input type="text"/>

2. Unidades de control

■ interruptor	<input type="text"/>	<input type="text"/>
■ STR 18M protección instantánea	STR 18M	<input type="text"/>
■ STR 28D protección estándar amperímetro	STR 28D	<input type="text"/>
■ STR 38S protección estándar amperímetro	STR 38S	<input type="text"/>
protección falla tierra "residual" "source ground return"	T <input type="text"/>	W <input type="text"/>
señalización de falla en cara de- lantera alimentación con modulo pila	F <input type="text"/>	PIL <input type="text"/>
■ STR 58U protección universal amperímetro	STR 58U	<input type="text"/>
protección falla tierra "residual" "source ground return"	T <input type="text"/>	W <input type="text"/>
selectividad lógica	Z <input type="text"/>	<input type="text"/>
señalización de falla en cara de- lantera alimentación con modulo pila	F <input type="text"/>	PIL <input type="text"/>
control de carga	R <input type="text"/>	<input type="text"/>
contacto de señalización diferenciada (incluida la señalización de falla F)	V <input type="text"/>	<input type="text"/>
comunicación	COM	<input type="text"/>
■ STR 68U protección universal continuidad de servicio tipo de módulo medida de potencia	STR 68U	<input type="text"/>
	SI	NO <input type="text"/>
	M <input type="text"/>	<input type="text"/>
	P <input type="text"/>	<input type="text"/>
protección falla tierra "residual" "source ground return"	T <input type="text"/>	W <input type="text"/>
■ accesorios para unidades de control		
módulo rele	MR6	<input type="text"/>
módulo interace	ET44	<input type="text"/>
módulo alimentación	AD	<input type="text"/>
salvaguarda de las informaciones	BAT	<input type="text"/>
caja universal de test	BU	<input type="text"/>
maleta de ensayo	ME	<input type="text"/>
placa de precintado	PBD	<input type="text"/>

3. equipamiento

auxiliares eléctricos

solamente mando manual SI

mando eléctrico

■ motorreductor MCH

■ contador de operaciones CDM

+

■ bobina de cierre XF

+

■ bobinas de bajo voltaje (a especificar a continuacion)

reles voltimetricos

■ a bobina de disparo MX

■ de minima tension instantaneo MN

■ de minima tension temporizado (con retardo) MNR

contactos auxiliares (1)

■ bloque de 4 contactos auxiliares OF

■ bloque de 24 contactos auxiliares suplementarios OFSUP

■ contacto "preparado para cerrar" PF

■ bloque de 4 contactos "conectado" CE

■ bloque de 2 contactos "desconectado" CD

accesorios para la conexion de auxiliares

■ conector para interruptor montaje fijo (1 o 2) PAUX

4. accesorios mecánico y de instalación

enclavamiento de los botones pulsadores VBP

enclavamiento en posición "abierto"

■ Profalux 1 cerradura VSPA

■ Ronis 1 cerradura VSRA

■ Castell 1 cerradura VSCA

■ Kirk 1 cerradura VSKA

enclavamiento posición "desconectado"

■ Profalux 1 cerradura VSPC

■ Ronis 1 cerradura VSRC

■ Castell 1 cerradura VSCC

■ Kirk 1 cerradura VSKC

■ Trayvou 1 cerradura VSTC

enclavamiento posiciones "desconectado-conectado-prueba"

■ por candados VEC

■ Profalux 1 o 2 cerraduras VEDC

■ Ronis 1 ó 2 cerraduras VERC

■ Castell 1 cerradura VECC

■ Kirk 1 cerradura VEKC

accesorios de instalacion

■ enclavamiento de puerta VPEC

■ enclavamiento de enchufado puerta abierta VPOC

■ enclavamiento extraccion aparato armado VEAA

■ pantallas aislantes VO

■ enclavamiento de las pantallas aislantes (1 o 2) VVC

■ cubrecamaras para las camaras de corte CC

■ cubrebornos para la regleta de bornes auxiliar CB

■ separadores de fase EIP

■ adaptacion de tabiques AC

■ marco de puerta (para IP405) CDP

■ tapa transparente (para IP549) + CCP

cuadro de puerta

■ dispositivo antierror VDC

inversores de redes

enclavamiento mecánico

■ entre aparatos removibles

■ entre aparatos fijos

■ entre aparato/s fijo/s y removible.s

■ 2 aparatos superpuestos VM2T

■ 2 aparatos uno al lado del otro VM2C

■ 3 aparatos-3 llegadas VM33

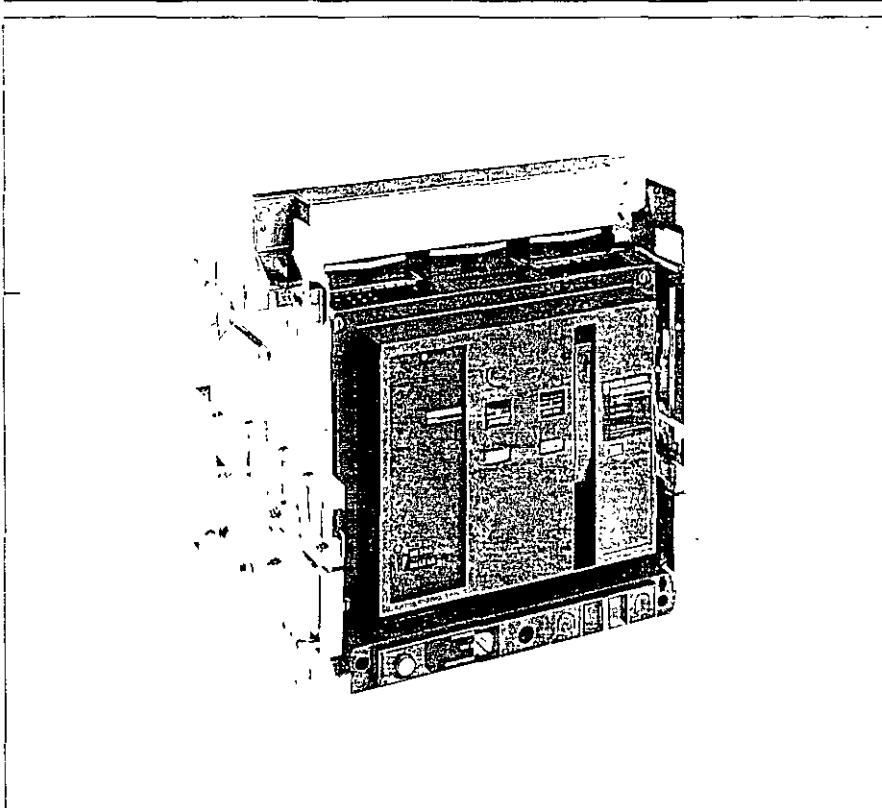
■ 3 aparatos-2 llegadas + 1 acoplamiento VM32

■ 3 aparatos-2 llegadas + 1 emergencia VM

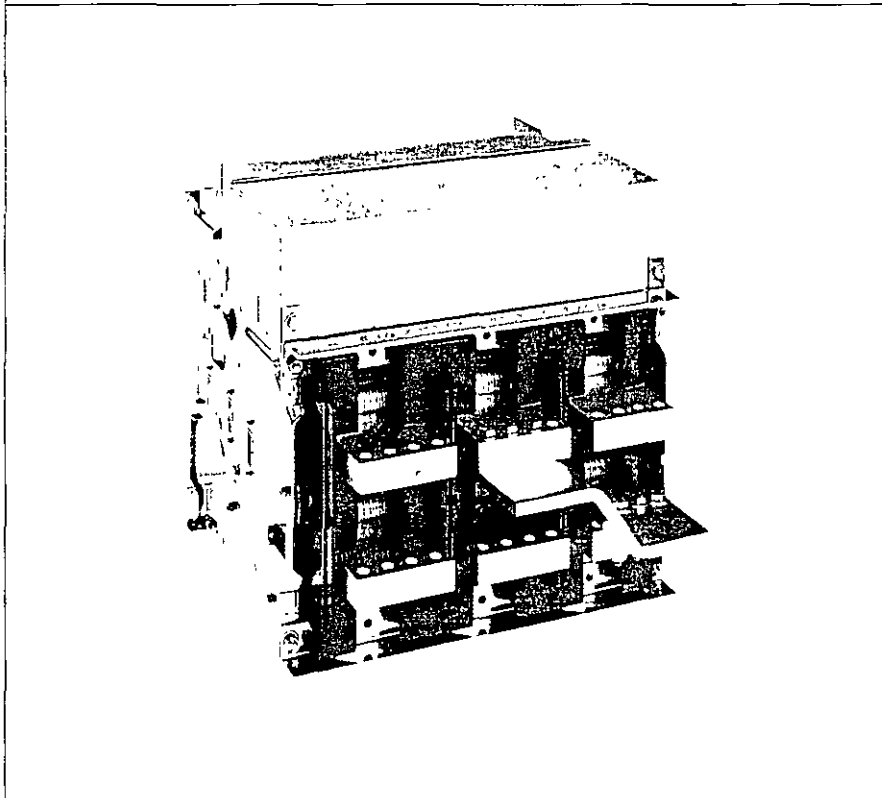
■ automata inversor AIS

(1) El interruptor Masterpact esta equipado en estandar de un bloque de 4 contactos auxiliares y de una señal de talle electrica. Todos estos contactos son acumulables

interruptor automático corriente continua de 1000 a 8000 A



índice	pág.
tipos de redes en corriente continua	64
eleccion de la disposicion de los polos	65
caracteristicas electricas	66
medidas	68
instalacion	69
arreglo de conectores	70
esquema eléctrico general	72

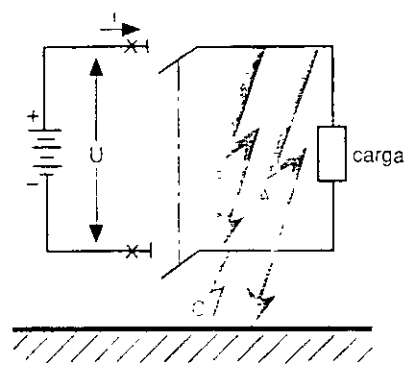


en un motor

corriente continua

redes en corriente continua con una tensión de empleo con una de estas redes permitirá la determinación del número de polos que deben participar en el corte

red nº 1: red aislada



La fuente esta aislada de tierra

si la falla es en B
Icc máxima
Están implicadas las dos polaridades de la fuente (positiva y negativa) en la falla

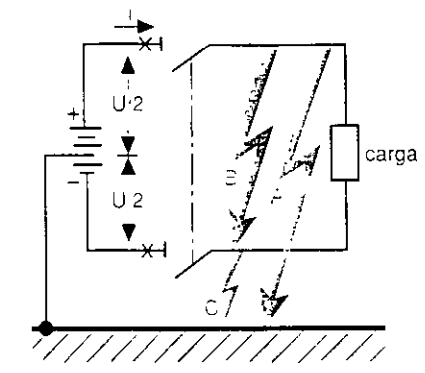
si la falla es en A o en C
ninguna consecuencia

si la falla es simultaneo en A y en C
Icc < Icc máxima (resistencia de las tomas de tierra)
Están implicadas las dos polaridades de la fuente

caso mas desfavorable

falla en A o en C
El número Icc máxima de polos del interruptor automatico que deben participar efectivamente en el corte se reparten en las dos polaridades de la fuente (positiva y negativa)

red nº 2 red punto medio a tierra



La fuente tiene un punto medio conectado a tierra

si la falla es en B
Icc máxima con la tensión U
Están implicadas las dos polaridades de la fuente (positiva y negativa) en la falla.

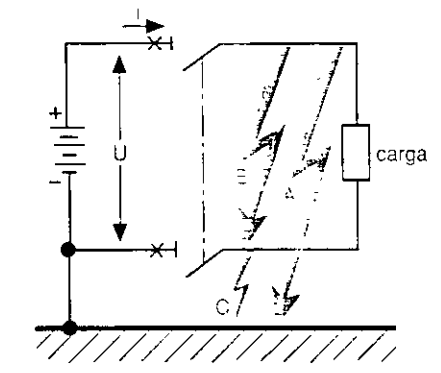
si la falla es en A o en C
Icc < Icc máxima con la tensión U/2
Está implicada la polaridad positiva o negativa

si la falla es simultaneo en A y en C
Icc < Icc máxima (resistencia de las tomas de tierra) con la tensión U
Están implicadas las dos polaridades de la fuente.

caso mas desfavorable

falla en A o en C
Puede estar implicada cada polaridad con la tensión U/2

red nº 3 polaridad negativa a tierra 1a alternativa:



La fuente tiene su polaridad negativa conectada a tierra.

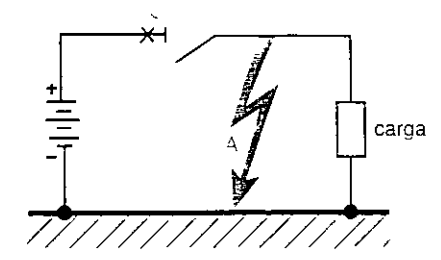
si la falla es en A
Icc máxima
Está implicada la polaridad positiva de la fuente

si la falla es en B
Icc máxima
Están implicadas las dos polaridades de la fuente (positiva y negativa) en la falla

caso mas desfavorable

falla en A
Icc máxima en una polaridad.
Todos los polos que deben participar efectivamente en el corte deben estar colocados en serie en la polaridad positiva
Si por razones propias del usuario es necesario aislar la polaridad negativa hay que prever un polo suplementario que no interviene en el corte de falla

2a. alternativa:



La red y la carga están conectadas a tierra

Un único tipo de falla.
todos los polos que deben participar efectivamente en el corte deben estar colocados en serie en la polaridad positiva

elección de la disposición de polos

tipo de disposición de los polos

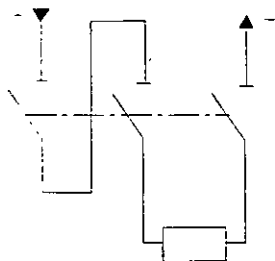
Los Masterpact de corriente continua ofrecen 4 variantes en la disposición de los polos bautizadas: versión D, E, F y G

La elección de la variante función del cuadro de selección siguiente deberá ser necesariamente mencionada en el pedido

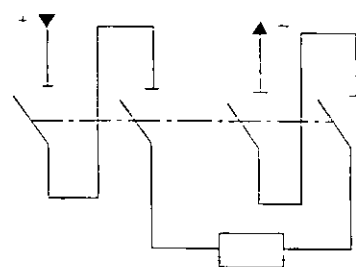
Las puestas en serie, que permiten la disposición de los polos en función de la opción elegida, se sirven separadamente con el aparato

De esta forma todos los aparatos Masterpact de corriente continua se sirven listos para su conexión.

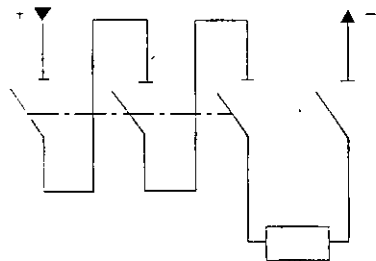
versión D:
aparato tripolar



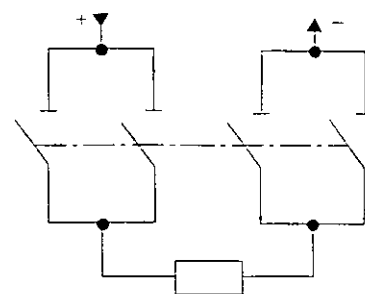
versión E:
aparato tetrapolar
1000 V Alimentación obligatoria por las
platinas superiores



versión F:
aparato tetrapolar



versión G:
aparato bipolar



cuadro de selección

calibre del aparato	M10-20-40DC			M60-80DC
tensión de empleo (V)	250/500	750	1000	250
red nº 1: aislada	D	E	E	G
red nº 2: punto medio	D	E	E	G
red nº 3: polo (-) a tierra				
■ alternativa nº 1: solo la red	D	F	-	G
■ alternativa nº 2: red y carga	D	F	-	G

...ect en corriente continua
...iones.
■ **versión** interruptor sin protección (ST 008)
■ **versión** interruptor automático integrando
una protección instantánea contra los
cortocircuitos.
Esta protección se realiza mediante un rele
magnético regulable (DINA).

Nota: los aparatos de la gama CA (M08 a
M63) pueden utilizarse en CC solo como
interruptores sin protección hasta 125 Vcc
En este caso hay que prever un aparato
de polar tipo HI con:

- 1 polo en la polaridad positiva
- 1 polo en la polaridad negativa

elección de un interruptor automático en corriente continua

La elección de un interruptor automático en corriente continua depende de los parámetros siguientes:

- la intensidad nominal que permite la determinación del calibre.
- la tensión nominal que permite evaluar el número de polos en serie que deben participar en el corte
- la intensidad de cortocircuito máxima en el punto de la instalación que permite definir el poder de corte del aparato.

elección del relé

El relé tipo DINA es un relé magnético instantáneo con umbrales regulables. Asegura la protección contra los cortocircuitos.

Existen 7 versiones de reles DINA con umbrales de regulación del magnético distintos (ver tabla).

No está prevista ninguna protección contra las sobrecargas (reles del tipo termico) en esta gama de corriente continua.

Al igual que en la versión de corriente alterna este relé está equipado en estandar de 4 contactos auxiliares (2A + 2C) y de un contacto de señalización de falla eléctrica (SDE).

características eléctricas

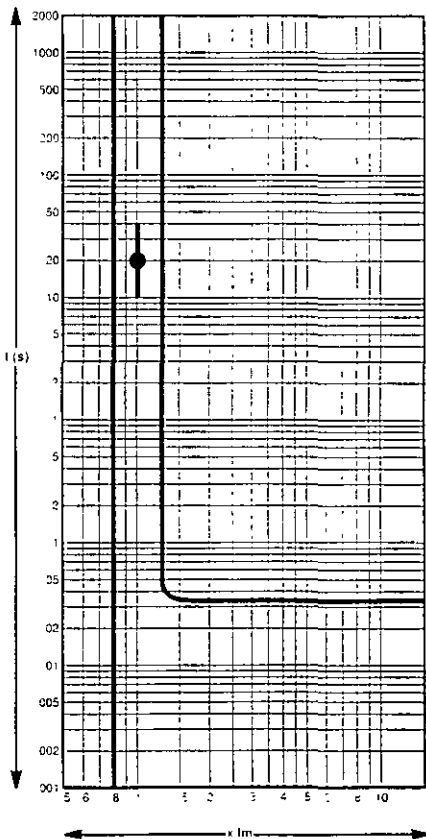
M10DC

tensión de empleo (Vcc)		250/500	750/1000
número de polos		3 polos	4 polos
tensión de aislamiento (Vcc)		1000	1000
intensidad nominal	a 40°C	1000	1000
	a 45°C	1000	1000
	a 50°C	1000	1000
	a 55°C	1000	1000
	a 60°C	1000	1000
	a 65°C	1000	1000
tipo de disposición de los polos		D	E o F
poder de corte (kA)	CEI 947/2-Ics	100	50
	(definido para una constante de tiempo L/R = 15 ms)	CEI 947/2-Icu	100
capacidad térmica (kA) durante 1s		100	50
tiempo de funcionamiento	total max. de corte	20 a 35 ms	
	al cierre	60 ms	
interruptor	tipo ST 008	-	-
poder de cierre (kA)		100	50
capacidad térmica (kA) durante 1s		100	50
vida (ciclo FO)	mecánica sin mantenimiento	10000	10000
	eléctrico sin mantenimiento (a la tensión max.)	15000	15000
peso maximo (kg)	aparato únicamente	10000	1600
	chasis únicamente	125	160
		65	80
		80	100

cuadro de selección

Im regulable (precisión ± 20%)	M10-20-40DC	M-60-80DC
de 1500 a 3000 A	1	
de 3 a 6kA	1	
de 6 a 12kA	1	
de 10 a 20kA	1	
de 9 a 18kA		1
de 12 a 24kA		1
de 20 a 40kA		1

M20DC		M40DC		M60DC		M80DC	
250/500	750/1000	250/500	750/1000	250	250		
3 polos	4 polos	3 polos	4 polos	2 polos	2 polos		
1000	1000	1000	1000	1000	1000		
2000	2000	4000	4000	6000	8000		
2000	2000	4000	3860	6000	8000		
2000	2000	3900	3750	6000	8000		
2000	2000	3780	3630	6000	8000		
2000	2000	3660	3520	6000	8000		
2000	2000	3530	3400	6000	8000		
D	E o F	D	E o F	G	G		
100	50	100	50	100	100		
100	50	100	50	100	100		
100	50	100	50	100	100		
100	50	100	50	100	100		
100	50	100	50	100	100		
100	50	100	50	100	100		
10000	10000	5000	5000	5000	5000		
15000	15000	10000	10000	10000	10000		
8500	1600	4000	1600	1600	1600		
125	160	135	170	150	150		
65	80	65	80	80	80		
80	100	90	110	90	90		



instalación

La gama Masterpact de corriente continua solo existe en versión removible. Esta equipada en estándar del cubrecamaras de corte (CC) y de las persianas de aislamiento (VO).

auxiliares

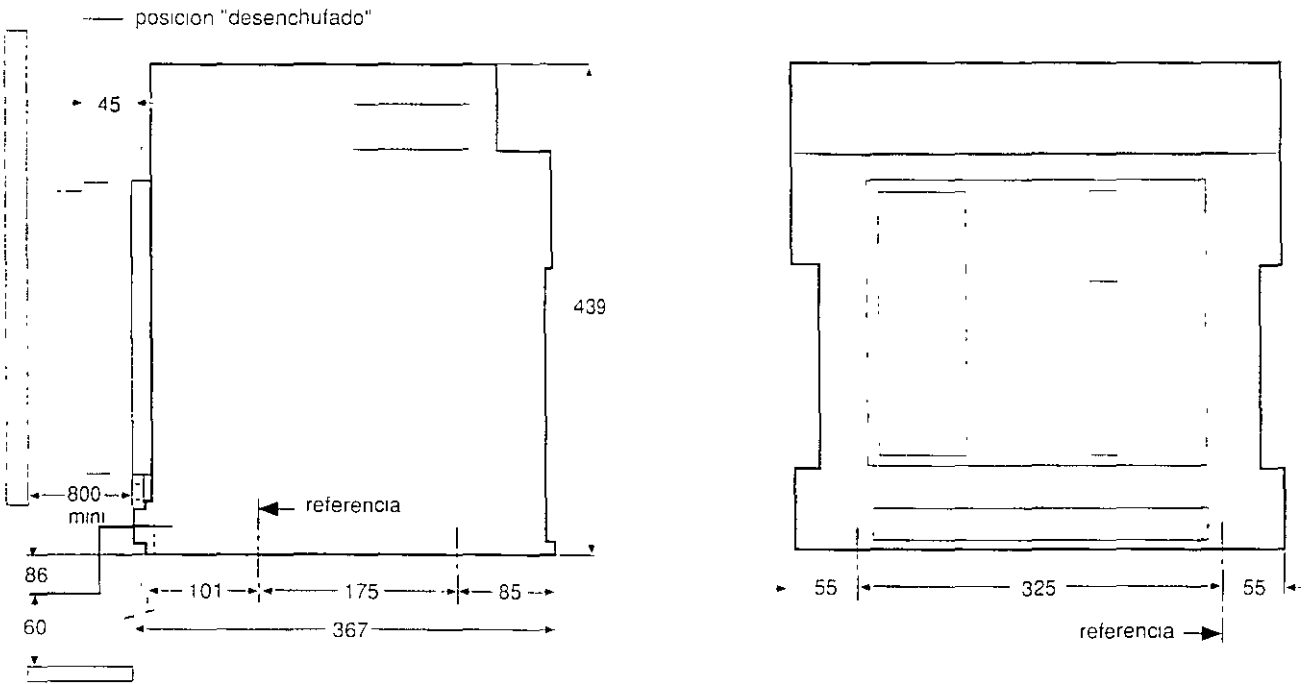
Todos los auxiliares de la gama de corriente alterna están disponibles en la versión de corriente continua con excepción de los contactos de posición 'conectado' (CE), 'test' (CT), 'desconectado' (CD) y de las pantallas de aislamiento entre fases (EIP). El conexionado de los auxiliares se efectúa mediante 1 ó 2 tomas desconectables manualmente (accesibles por delante).

resistencia a las vibraciones

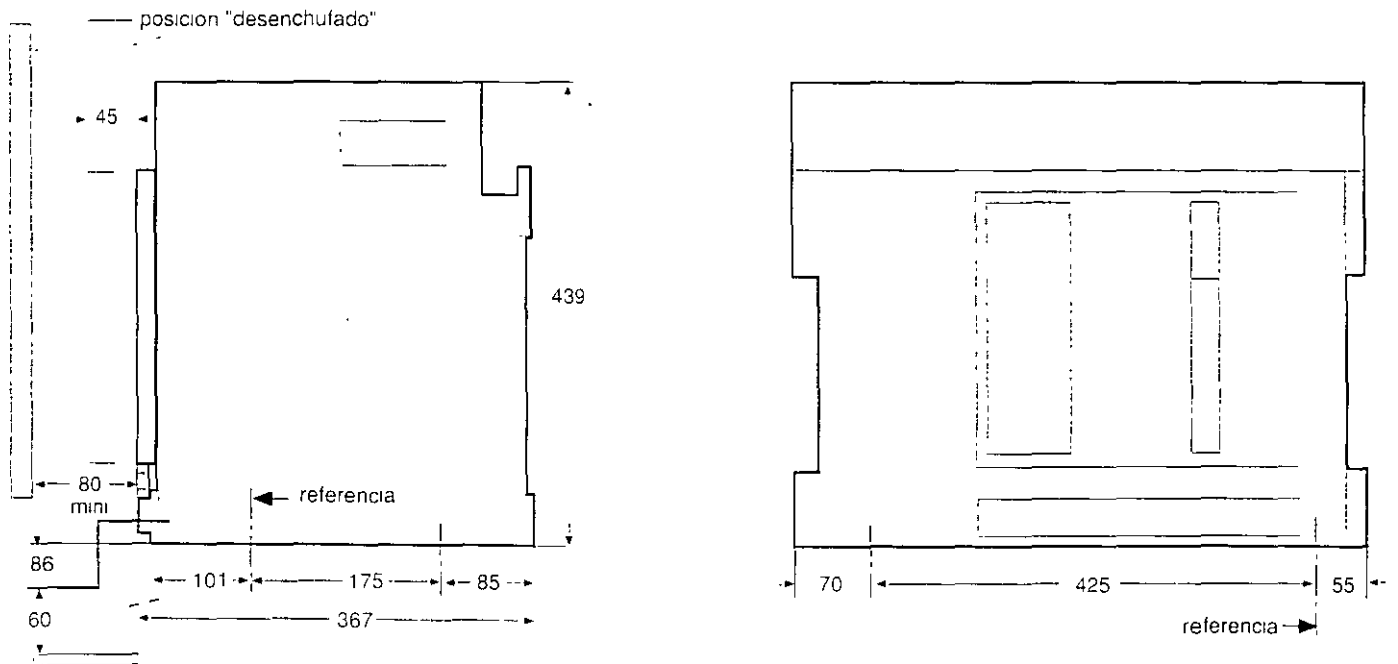
Los aparatos de la gama en corriente continua han sufrido los ensayos de vibraciones conformes con las recomendaciones LYODD s. Estos ensayos permiten garantizar la fiabilidad de nuestros aparatos en los equipos embarcados (ej. marina).

dimensiones

Masterpact M10/20/40DC - versión D



Masterpact M10/20/40DC - versión E o F M60/80DC - versión G



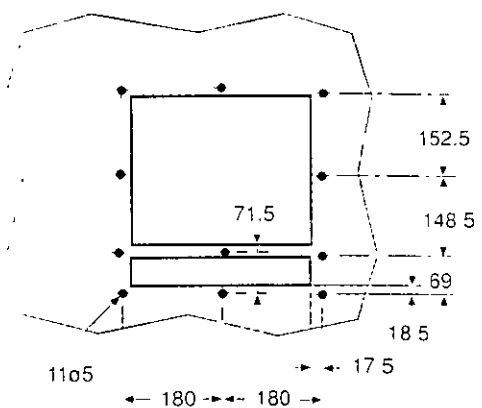
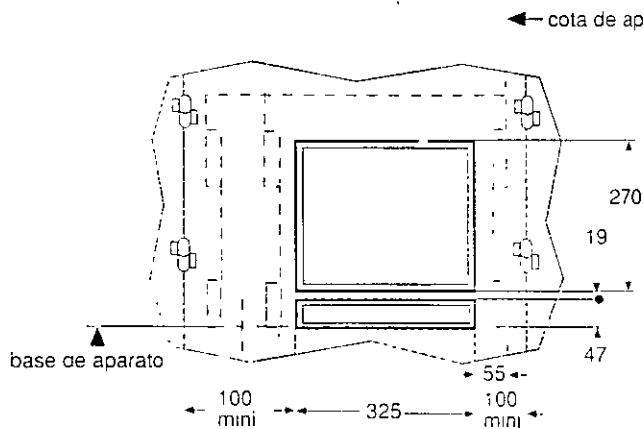
instalación

Masterpact M10DC a M80DC

plano de troquel de puerta

troquel de puerta

taladros para la fijación del marco embellecedor (CDP)

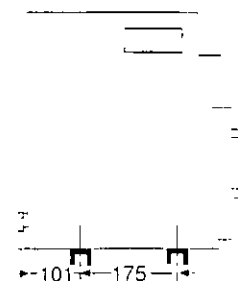
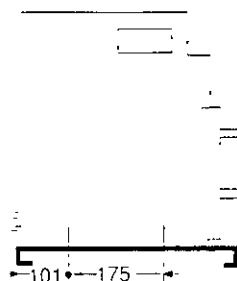
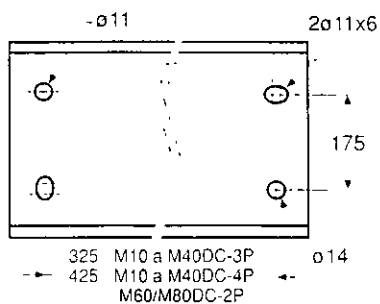


plano de fijación

detalles de la platina de fijación

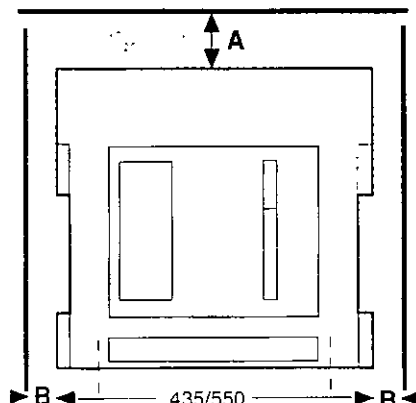
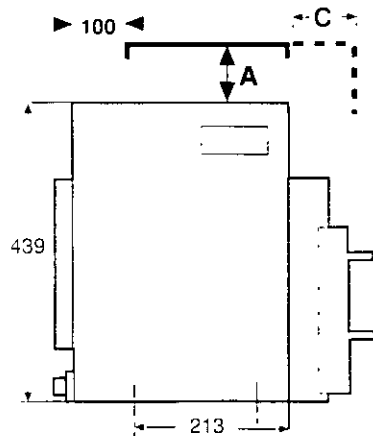
fijación en platina (a)

fijación en herrajes (a)



a) tolerancia en el plano de soporte 2mm

perímetros de seguridad



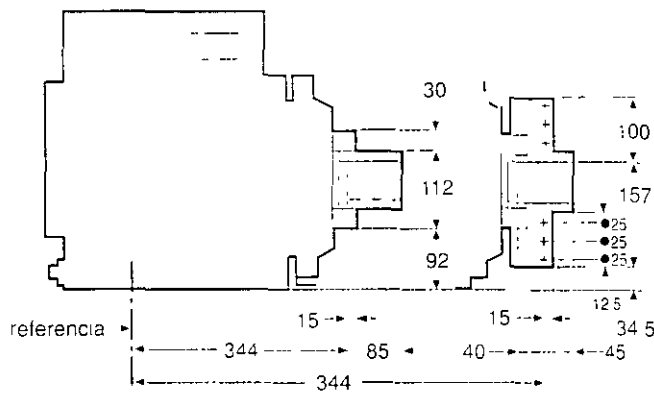
tipo de instalación	con pantallas aislantes			con partes metálicas			con barras en tensión		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
con cubrecámaras de corte	0	0	45	0	0	45	60	85	75

arreglo de conectores

cuadro de elección de los conectores

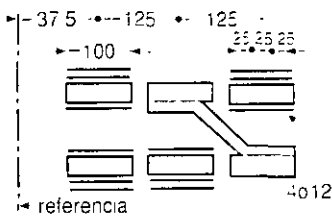
tipo de interruptor automatico	M10DC	M20DC	M40DC	M60DC	M80DC
versión	D, E o F	D, E o F	D, E o F	G	G
tipo de conexiones					
conexiones verticales					
conexiones horizontales					
sección recomendada					
con conexiones verticales	1b 100x5	2b 100x5	3b 100x10	5b, 100x10	6b, 100x10
con conexiones horizontales	2b 100x5	3b, 100x5	-	-	-

M10/M20DC

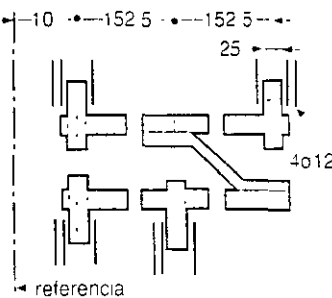


versión D (3 polos)

vista posterior
conexiones horizontales

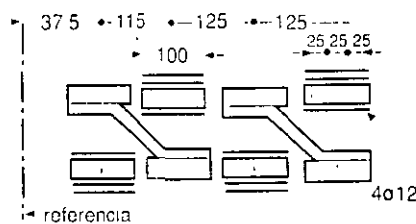


conexiones verticales

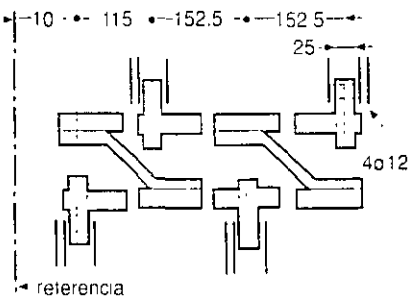


versión E (4 polos)

vista posterior
conexiones horizontales

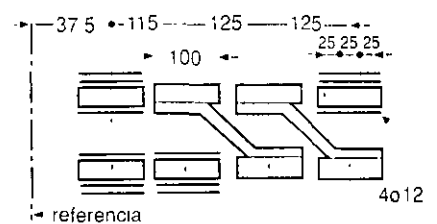


conexiones verticales

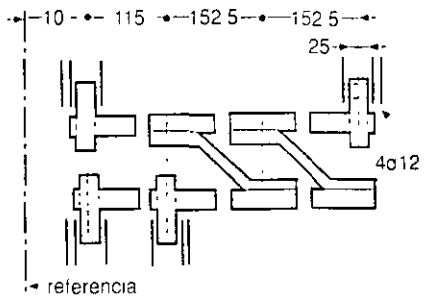


versión F (4 polos)

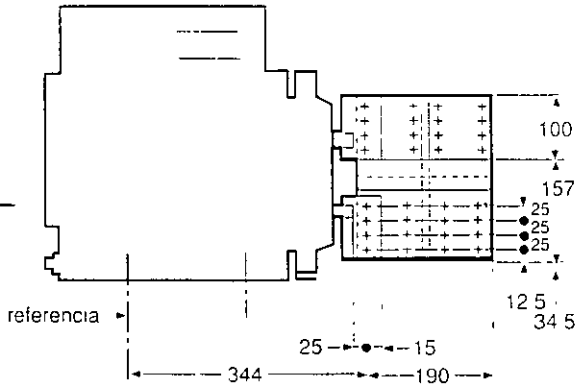
vista posterior
conexiones horizontales



conexiones verticales

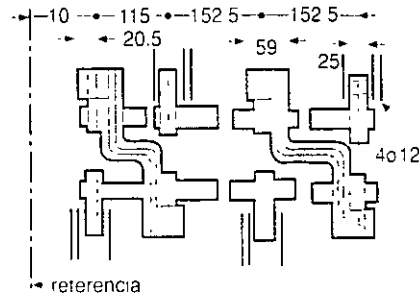
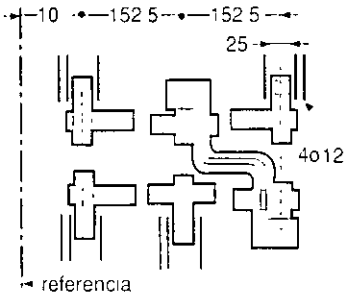


M40DC



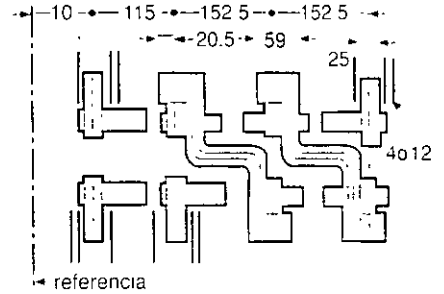
versión E (4 polos)

vista posterior
conexiones verticales



versión F (4 polos)

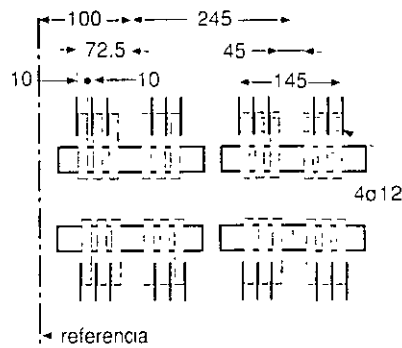
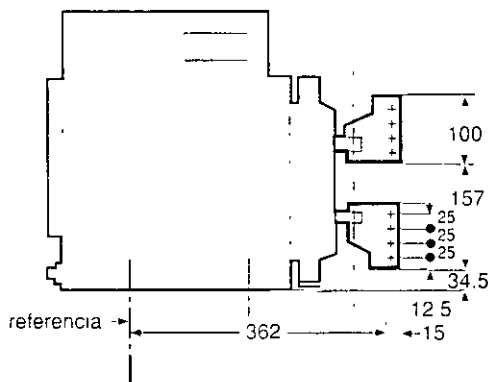
vista posterior
conexiones verticales



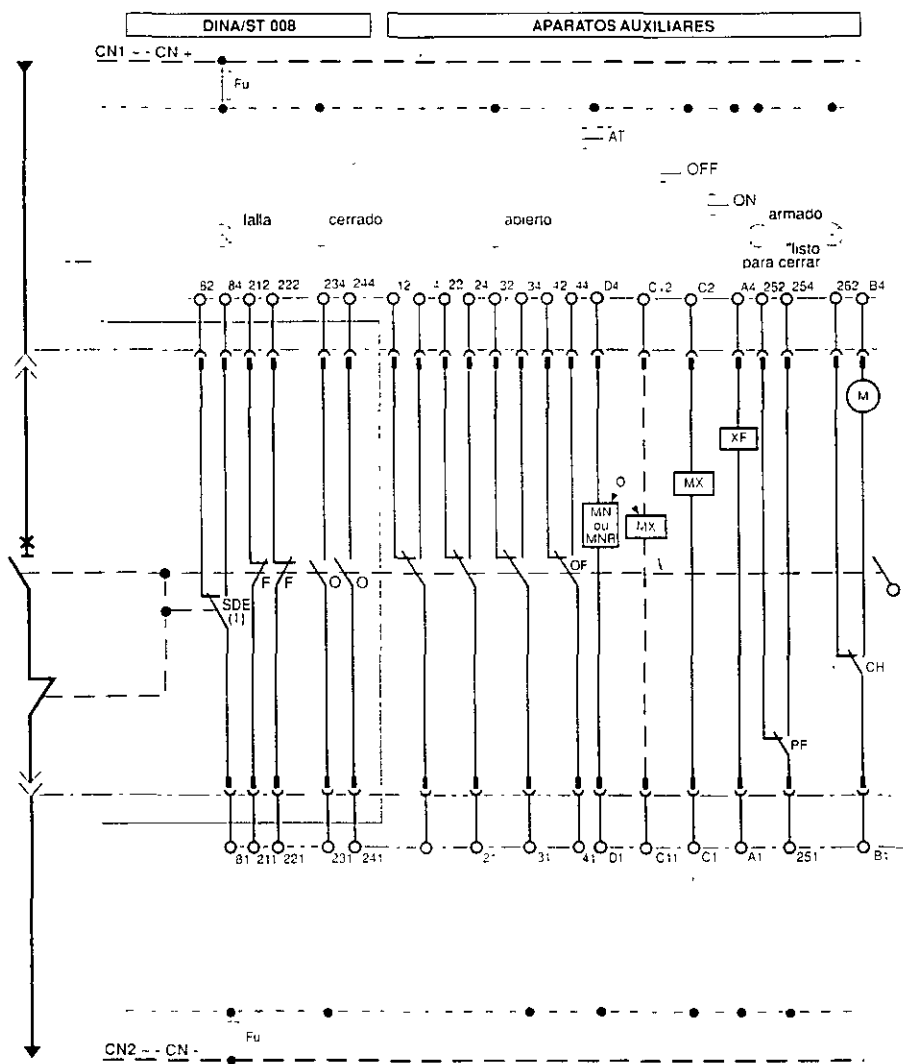
M60/M80DC

versión G (2 polos)

vista posterior
conexiones verticales



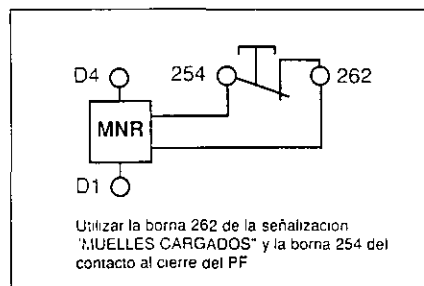
esquema eléctrico general



- FU: fusible de protección 2A
- AT: paro de emergencia
- BPO: botón pulsador de apertura
- BPF: botón pulsador de cierre
- M: motor de rearme (180W)
- XF: electro de cierre (15W)
- MX: bobina de disparo a emisión de corriente (15W)
- MN: bobina de disparo de mínima tensión (15W)
- MNR: bobina de disparo de mínima tensión retardada (15W)(2)
- OF: contactos auxiliares inversores
- O: contactos auxiliares normalmente abiertos
- F: contactos auxiliares normalmente cerrados

- SDE: contacto de falla sobre-intensidad
- CH: contacto "resortes cargados"
- PF: contacto "listo para cerrar"

cableado MNR para disparo instantáneo



Los accesorios tales como botones pulsadores cortocircuitos no se suministran con el interruptor automatico.
El esquema representa el circuito "sin tensión" aparato "abierto enchutado armado" reles en posición de reposo. MN o MNR alimentadas

(1) únicamente para el rele de disparo por cortocircuitos DINA.
(2) la MNR solo puede alimentarse con corriente alterna

OFICINAS GENERALES MEXICO

■ MEXICO, D.F.

Calz. J. Rojo Gomez No. 1121
Col. Guadalupe del Moral
C.P. 09300 Mexico D.F.
Tels. 6 86-30 00 / 6-28-52 00
Fax 6 86-24-09

OFICINAS REGIONALES MEXICO

■ AGUASCALIENTES, AGS

Prolongacion Dalias No. 102 Int.
Fracc. Las Fuentes
C.P. 20239 Aguascalientes Ags
Tel. 911491 15-00-85
Fax. 911491 16-00 85

■ CD. JUAREZ CHIH

Av. Insurgentes No. 2590 esa Ignacio
Ramirez Col. Ex-nipodromo
C.P. 32330 Co. Juarez Chih
Tels. 911161 11-00-32 / 11 00 33
Fax 911161 16-13-95

■ CHIHUAHUA CHIH

Boulevard Antonio Ortiz Mena
No 3311
3 y 4 edificio Roca
C.P. 31290 Chihuahua Chih
Tels. 911141 26 50 44
Fax. 911141 20-50 76

■ COATZACOALCOS, VER.

Miguel A. de Quevedo No. 1408
Col. Maria de la Piedad
C.P. 95410 Coatzacoalcos Ver
Tels. 911921 4-92 75 / 4-92-77
Fax 911921 4-29-87

■ CULIACAN SIN.

Paseo Ninos Heroes No. 598 Ole
Desp. 201 Col. Centro
C.P. 80000 Culiacan Sin
Tels. 911671 12-12 11 / 13-93-67
Fax. 911671 13-93 67

■ GUADALAJARA, JAL

Av. Parque de las Estrellas No. 2764
Col. Jardines del Bosque
C.P. 44520 Guadalajara Jal
Tels. 911316 4-7-35-54 / 6-47-69-24
Fax 911316 4-7-10-28

■ HERMOSILLO, SON

Coahuila No. 173
Zona Centro
C.P. 83000 Hermosillo Son.
Tels. 911621 12-45 55 / 12-31 87
Fax 911621 12 32 59

■ LEON, GTO.

Boulevard Campestre No. 403
1er piso Col. Jardines del Moral
C.P. 37160 Leon Gto
Tels. 911471 73-34-60 / 73-34 94
Fax 911471 73 34 96

■ MERIDA, YUC

Paseo Montejo No. 442-105
Col. Iximna
C.P. 97100 Merida Yuc
Tels. 911991 26 17-23 / 26-19 67
Fax 911991 26-18-43

■ MONTERREY, N.L.

Av. Madero No. 1627 Pte
Esc. America
C.P. 64000 Monterrey N.L.
Tels. 911831 72-97-39 / 72 98 45
Fax 911831 72 94 74

■ NUEVO LAREDO, TAMPS

Maclovio Herrera No. 3440
Fracc. Ojo Caliente
C.P. 88040 Nuevo Laredo Tamps
Tels. 911871 3-00-10 / 2-55 58
Fax 911871 2 99 58

■ QUERETARO, QRO.

Av. 5 de Febrero No. 170-1
Col. Las Campanas
C.P. 76010 Queretaro Oro.
Tels. 911421 15 10-72 / 15 10-73
Fax 911421 16 42-29

■ TAMPICO, TAMPS

Av. Hidalgo No. 6102
Fracc. Flamboyanes
C.P. 89330 Tampico Tamps
Tels. 911121 28 42-55 / 28-43 15
Fax 911121 28 25-35

■ TIJUANA, B.C.N.

Calle Sacramento No. 200 B
Fracc. Jardines de San Carlos
C.P. 22446 Tijuana B.C.N.
Tels. 911661 22 10-14 / 22-10-15
Fax 911661 81-27-87

■ TLAXCALA, TLAX.

Cm. 17 5 Via Corta Santa Ana
Chiautempan - Puebla
C.P. 90860 Acuamanala Tlax
Tels. 9112461 7-14 44 / 7 14 67
Fax 9112461 7 14 72

■ TORREON, COAH

Bd. General Pedro Rodriguez Triana
Edif. 747 local 30 Jumbo Plaza
C.P. 27250 Torreon Coah
Tels. 911171 20-36 83 / 20-11 35
Fax 911171 20 32-88

■ VERACRUZ, VER.

Francisco Javier Mina No. 1120
Zona Centro
C.P. 91700 Veracruz Ver
Tels. 911291 31 56 77 / 31 66 48
Fax 911291 31 56-95

OFICINAS GENERALES CENTROAMERICA

■ SAN JOSE, COSTA RICA

1.5 Km. Oeste de Embajada America
Pavas San Jose Costa Rica
Apdo. 4123 1000
Tel. 98 (506) 232 60-55
Fax. 98 (506) 232 04-26

OFICINAS REGIONALES CENTROAMERICA

■ EL SALVADOR

Parque Residencial Altamira Edificio B
4º Piso Suite 7 y 8
San Salvador El Salvador
P.O. Box 636 San Salvador
Tel. (503) 73 02 99
Fax (503) 73 03 55

■ HONDURAS

Distribuidora Industrial S. de R. L. de C. y
3ra. Avenida SE 18 y 18 Calle
Barrio Las Palmas
San Pedro Sula Honduras
Tel. (504) 53-33 25
Fax (504) 57 20-80

■ PANAMA

El Electrico
Via Transimica Unicentro 1000
Apdo. 6-3016
El Dorado Panama
Tel. (507) 29-21-79/29-22-66
Fax (507) 29-21-79



GRUPE SCHNEIDER

Masterpact

D

Los interruptores de potencia *masterpact* ® aplicados en sistemas de distribución de baja tensión suministran protección contra sobrecorriente a circuitos individuales.

Agrupados, o combinados con interruptores de otro tipo, permiten protección coordinada de sistemas completos.

Los interruptores están diseñados de manera que tengan las mismas dimensiones en fondo y altura para todas sus calibraciones, desde 800 hasta 6300A. En lo referente al ancho solo se utilizan tres diferentes medidas. Los aparatos de 800 a 3200 Amperes, tienen el mismo ancho, o sea iguales dimensiones generales.

Para todos (800-6300) se emplean unidades de disparo y accesorios comunes.

Evaluando sus características de robustez en base de normas estadounidenses, los interruptores *masterpact* ® exceden los valores normalizados para resistencia mecánica y para soportar esfuerzos por alta corriente en tiempo corto, (de 50 a 75 kA durante un segundo, según el tamaño de marco), lo que les da ventaja de empleo para protección selectiva.

Mediante la instalación de los accesorios adecuados, cualquier interruptor se puede adaptar, incluso en el campo, para que sea de operación manual o eléctrica y de montaje removible o fijo.

Los interruptores *masterpact* ® cumplen con las disposiciones de las normas, en lo que a seguridad de operación se refiere.

No es posible que el personal se exponga a lesiones, ni que se dañe el equipo por causa de alguna operación errónea.

En cambio se facilitan las labores de mantenimiento y adaptación a nuevas condiciones o especificaciones, sin riesgo.

Los interruptores *masterpact* ® están diseñados para operar sin necesidad de mantenimiento bajo las condiciones normales que señalan las normas y que se controlan mediante pruebas.

Una vez que se sobrepasan los valores de vida normalizados para un aparato, puede renovarse fácilmente éste desmontando las cámaras de arqueo. Esta sola operación permite al usuario verificar el desgaste de los contactos principales y el estado de las propias cámaras de arqueo.

Se recomienda que cuando se requiera el remplazo de estas cámaras, se proceda a un mantenimiento abreviado, consistente en el cambio del motor que carga el resorte del mecanismo, además del cambio de las cámaras. El remplazo de contactos debe hacerse solo cuando el desgaste lo amerite y es posible que lo ejecute personal especializado de servicio, en el sitio de operación.

desde 800 hasta 6300A características

- unidad de control, que ofrece múltiples funciones
- capacidad interruptiva desde 65 hasta 150kA rms
- tensión de utilización 690V
- montaje fijo o removible

3 tipos de aparatos para tres niveles de capacidad interruptiva

- H1 estándar
- H2 alta capacidad interruptiva
- L1 limitador

de acuerdo a las normas internacionales

IEC 157-1 (y futuras IEC)
BS 4752
UL 489 listado,
JEC 160,
JIS C8372
VDE 0660
NEMA
UTE C63-120

certificaciones

ASEFA, ASTA, CESI

marina mercante

LRS, BV, GL, URSS, RS, DNV, ABS,
RINA

(consulte con su agente comercial)

unidades de control

Con amplia gama de funciones (convencionales y opcionales)

protección de sobrecorriente

- sobrecarga
- tiempo corto
- corto-circuito
- falla a tierra

las nuevas funciones incluyen medición

- corriente por fase
- corriente máxima
- corriente de falla

señalización

- local
- remota

automatización

- control (monitoreo) de carga
- transmisión remota de datos
- autovigilancia
- selectividad lógica

pruebas en el campo

- maleta de prueba
- caja universal

interruptor no automático

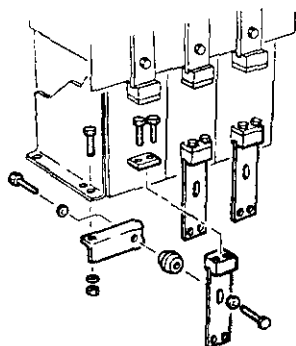
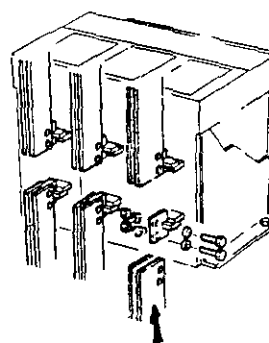
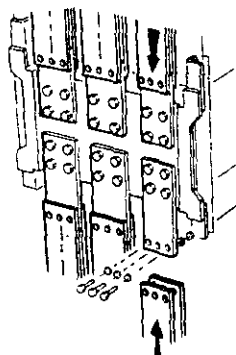
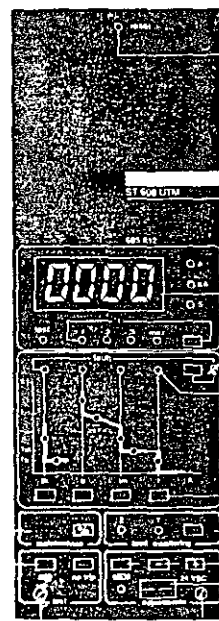
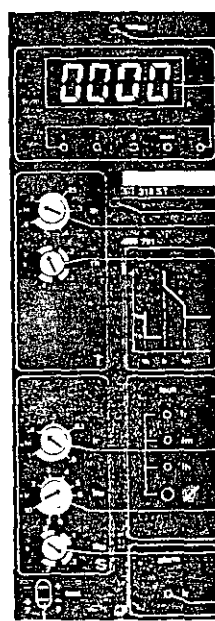
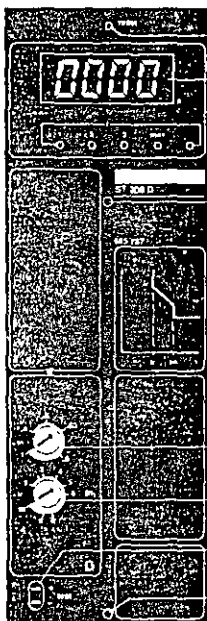
derivado directamente de los interruptores estándar se usa la unidad de control ST 008

- estándar: tipo HI

amplia variedad de conexión de los circuitos de fuerza

la conexión de los circuitos auxiliares en la parte frontal

- sobre bloque de desconexión automática
- con conectores de presión
- la cubierta de las cámaras de arco elimina la necesidad del claro de seguridad superior (solamente para el interruptor removible)
- disponible con conectores horizontales o verticales



masterpact M08 a M63

características

características

D

características eléctricas (3)				M08			M10			M12		
corriente nominal (A) a 40°C (1)				800			1000			1250		
tensión nominal (V) 60Hz				690			690			690		
nivel de aislamiento (V) 60Hz				10000			1000			1000		
número de polos				H1	H2	L1	H1	H2	L1	H1	H2	L1
capacidad interruptiva CA 60Hz (KA rms)	IEC-P2 (definido por ciclo A-CA-CA)	220/415V	65	100	130	65	100	130	65	100	130	
		440V	65	100	110	65	100	110	65	100	110	
		500/690V	65	85	65	65	85	65	65	85	65	
■ pf-0.25 si 20<KA rms<50 ■ pf-0.20 si KA rms>50 ■ pf-0.15 si KA rms>100	IEC-P1 (ciclo A-CA)	220/415V	65	100	130	65	100	130	65	100	130	
		440V	65	100	110	65	100	110	65	100	110	
		500/690V	65	85	65	65	85	65	65	85	65	
capacidad de cierre (ciclo P-1)	NEMA (ciclo A-CA)	480V	65	100	100	65	100	100	65	100	100	
		600V	65	85	65	65	85	65	65	85	65	
		220/415V	143	220	286	143	220	286	143	220	286	
capacidad electrodinámica (KA pico)	(KA pico)	440V	143	220	242	143	220	242	143	220	242	
		500/690V	143	187	143	143	187	143	143	187	143	
		capacidad electrodinámica (KA pico)	143	143	24	143	143	24	143	143	24	
capacidad térmica (Ka rms)	1s	50	50	12	50	50	12	50	50	12		
tiempos de operación	3s	32	32	12	32	32	12	32	32	12		
tiempo total de apertura (max)				25 a 30 ms sin retardo intencional, 9 ms para L1								
tiempo de cierre				60 ms (40 ms) consultar a su agente comercial								
protección												
calibraciones del sensor (A) (ver tabla II)				200 a 800(4)			200 a 1000(4)			200 a 1250(4)		
tiempo de unidad de control	estándar selectivo	ST208D	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		ST308S	■	■ (s)	■	■	■ (s)	■	■	■ (s)	■	
		ST408S/ST418S	■	■ (s)	■	■	■ (s)	■	■	■ (s)	■	
		ST308L	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
	universal	ST608U(4)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Interruptor sin protección (no automático) unidad de control				HI			HI			HI		
capacidad de cierre (KA pico)				105			105			105		
capacidad electrodinámica 1 s (KA rms)				50			50			50		
otras características												
vida mecánica				sin mantenimiento			10000			10000		
(ciclo CA)				con mantenimiento			20000			20000		
vida eléctrica				10000			10000			2500		
(ciclo CA)				10000			10000			2500		
440V				10000			10000			10000		
690V				10000			10000			10000		
para utilización como arrancador categoría AC 3(2)				10000			10000			10000		
instalación				frontal post.			frontal post.			frontal post.		
versión				removible			■			■		
				fijo			■			■		
dimensiones FxAxF (mm)				F	A	F	F	A	F	F	A	F
removible 3P				437	435	367	437	435	357	437	435	367
fijo 3P				356	422	290	356	422	290	356	422	290
peso máx				removible 3P			65			69		
(kg)				fijo 3P			43			46		
				43			46			45		
auxiliares y accesorios				idénticos para todos los modelos								

selección del sensor (tabla II)

- en todos los casos, las calibraciones son nominales In
- las calibraciones en tiempo largo (TL) están limitas a Ir

In(A)	200	250	320	400	500	600	630	800	1000	1200	1250	1600	2000	2500	3000	3200	4000	5000	6000	6300
Ir(A)	80	100	125	160	200	240	250	320	400	480	500	640	800	1000	1200	1280	1600	2000	2400	2500
n. cal. v	a200	a250	a320	a400	a500	a600	a630	a800	a1000	a1200	a1250	a1600	a2000	a2500	a3000	a3200	a4000	a5000	a6000	a6300

M16			M20			M25			M32			M40		M50		M63	
1600			2000			2500			3200			4000		5000		6300	
690			690			690			690			690		690		690	
1000			1000			1000			1000			1000		1000		1000	
3			3			3			3			3		3		3	
H1	H2	L1	H1	H2	L1	H1	H2	L1	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2	
85	100	130	75	100	130	75	100	130	75	100	75	100	100	150	100	150	
85	100	110	75	100	110	75	100	110	75	100	75	100	100	150	100	150	
85	85	85	75	85	85	75	85	85	75	85	75	85	85	85	85	85	
85	100	100	75	100	100	75	100	100	75	100	75	100	100	150	100	150	
85	100	110	75	100	110	75	100	110	75	100	75	100	100	150	100	150	
85	85	85	75	85	85	75	85	85	75	85	75	85	85	85	85	85	
143	220	286	165	220	286	165	220	286	165	220	165	220	220	330	220	330	
143	220	242	165	220	242	165	220	242	165	220	165	220	220	330	220	330	
143	187	143	165	187	143	165	187	143	165	187	165	187	187	187	187	187	
143	143	34	165	165	34	165	165	34	165	165	165	165	220	220	220	220	
50	50	17	75	75	17	75	75	17	75	75	75	75	100	100	100	100	
32	32	17	57	57	17	75	75	17	75	75	75	75	100	100	100	100	

200 a 1600			200 a 2000			500 a 2500			600 a 3200		2000 a 4000		2000 a 5000		2000 a 6300	
■	■		■	■		■	■		■	■	■	■	■	■	■	
■(s)	■(s)		■(s)	■(s)		■(s)	■(s)		■(s)	■(s)						
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
HI			HI			HI			HI							
■			■			■			■							
105			105			105			105			105		187		187
50			75			75			75			75		100		100

10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	5000	5000	5000	5000	5000	5000				
20000	20000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	10000	10000	10000	10000	10000	10000				
10000	10000	2200	9000	9000	2000	8000	8000	1800	4000	4000	3000	3000	3000	3000	2000	2000				
10000	10000	2200	7000	7000	2000	6000	6000	1800	3200	3200	2500	2500	2500	2500	1800	1500				
10000	10000		7000	7000		6000	6000		3200	3200	2500	2500	2500	2500	1500	1500				
frontal	posterior	frontal	frontal	posterior		frontal	posterior		frontal	posterior	posterior									
■	■		■	■		■	■		■	■	■	■	■	■	■	■				
■	■		■	■		■	■		■	■	■	■	■	■	■	■				
F	A	F	F	A	F	F	A	F	F	A	F	F	A	F	F	A	F			
437	435	367	437	435	367	437	435	367	437	435	367	437	550	367	484	815	367	484	1045	367
356	422	290	356	422	290	356	422	290	356	422	290									
69		82	82		130	82		130	130		150		210							250
46		46	46		80	55		80	80											

- (1) Para otras temperaturas
- (2) Cierre a 6 lc y apertura en lc para 0.17 Un
- (3) Para aplicaciones especiales consulte a su agente comercial
- (4) Para la unidad de control ST608, el mínimo rango de In es de 400A (obteniendo usando un sensor de 800A)
- (5) Las unidades de control ST418 no pueden ser usados en masterpact del tipo H2 y las unidades de control ST408/418 no son utilizadas en masterpact M40.

D

ST208D

funciones básicas
protección estándar (ST 208)
contra:
■ sobrecarga
■ corto-circuito (ajustable)

funciones opcionales
medición:
■ ampérmetro
prueba por:
■ maleta de pruebas
■ caja universal

ST308S
ST408S/418S

funciones básicas
protección selectiva contra:
■ sobrecarga con temporización fija o ajustable
■ corto-circuito con o sin selectividad cronométrica

funciones opcionales
protección contra:
■ falla a tierra con o sin selectividad lógica.

medición
■ ampérmetro

monitoreo y control:
■ control de carga
■ indicación local
■ indicación a distancia (ST 308/318)

prueba por:
■ caja universal
■ maleta de pruebas

ST608U con microprocesador

funciones básicas
protección contra:
■ sobrecarga con temporización ajustable
■ corto-circuito con o sin selectividad cronométrica

medición
■ ampérmetro

monitoreo y control
■ indicación local
■ memorización de las corrientes de falla
■ autovigilancia
■ indicador de mantenimiento
■ indicación en pantalla de las corrientes de falla

funciones opcionales
protección contra:
■ falla a tierra con o sin selectividad lógica.

monitoreo y control
■ control de carga
■ indicación a distancia
■ teletransmisión de los valores de ajuste, de las corrientes de falla del indicador de mantenimiento y de la autovigilancia.

Nota: todas las funciones de protección se efectúan con la corriente propia de los sensores y no necesitan alimentación auxiliar

Las funciones complementarias: medición, monitoreo, control de carga y señalización de falla (según la opción) deben ser alimentadas por una fuente exterior (no suministrada).

unidades de control ST 308 S/ST 408 S

D

Características		ST208D				ST308S				ST408S				ST418S				ST308L									
funciones básicas																											
protección tiempo largo TL																											
ajuste de Ir(A)	Ir=Inx...	0.4 a 1				0.4 a 1				0.4 a 1				0.4 a 1													
corriente	disparo	1.05 y 1.20xIr				entre 1.05 y 1.20xIr				entre 1.05 y 1.20Ir				entre 1.05 y 1.20Ir													
máxima	tr a 1.5 Ir					fijo				ajustable				ajustable													
temporización(s)		200				200				20-40-180-480				20-40-180-480													
protección tiempo corto TC																											
ajuste Im (A)	Im=Irx	2 a 10				2 a 10				1.6 a 10				2 a 10		1,6 a 10		2 a 10									
	precisión	±15%				±15%				±15%				±15%													
temporización (s)	tm=banda	0				0.1		0.2		0.3		0		0.1		0.2		0.3		0		0.1		0.2		0.3	
tiempo max. de restablecimiento (ms)		0				60		140		230		0		60		140		230		0		60		140		230	
tiempo max. interrupción (ms)		30				140		230		350		30		140		230		350		30		140		230		350	
protección instantánea INST																											
ajuste I (A)	I=Inx...	con				28 para 200/800A, 14 para 2500A				21 para 1000A, 12 para 3200A				sin				con									
						21 para 1250A, 11 para 4000A												8 para 200/800 a 1600A									
						18 para 1600A, hasta 6300A												6 para 2000 a 2500A									
						18 para 2000A																					
	precisión					±20%												±20%									
funciones opcionales																											
protección falla a tierra (T) (1)		tipo residual (con o sin selectividad lógica) sobre pedido, del tipo retorno de falla (W), con bloqueo de zona selectiva																									
ajuste Ih (A)	Ih=Inx...	0.2 hasta 0.6 para Masterpact M08 a M20 0.2 a 0.4 para Masterpact M25 a M63																									
	precisión	±15%																									
temporización(s)	th=banda	0.1	0.2	0.3	0.4																						
tiempo máximo de restablecimiento(ms)		60	140	230	350																						
tiempo máximo de interrupción (ms)		140	230	350	500																						
bloqueo de zona selectiva		sobre pedido																									
ampérmetro (I)																											
alimentación CA 50/60 HZ		110/180 V-240-440V (3)(4)																									
máximo consumo (VA)		100																									
pantalla digital	lectura de:	I1-I2-I3-Imáx.																									
	precisión	±15% (2)																									
monitoreo (R) (1) (4) (5)																											
límite Ic1 (A)	Ic1=Irx...	0.8 a 1																									
	precisión	±5%																									
máxima temporización fija en (s)	tr1 a 1.5 Ic1	10																									
	salida remota	opto-eléctronica (tipo triac 1A) 24 a 240 VCA (4)																									
límite Ic2(A)	Ic2=Irx...	0.8 a 1																									
	precisión	±5%																									
máxima temporización fija en (s)	tr2 a 1.5 Ic2	5																									
	salida remota	opto-eléctronica (tipo triac 1A) 24 a 240 VCA (4)																									
Indicadores de falla		estándar con la opciones (T) y (R)																									
diodos luminosos al frente (F)		indicación de elevación de corriente sobre Ir y disparo Ir-Im/h																									
alimentación		24 a 240 VCA+15%-otros voltajes por módulos AD 24 a 125 VCD+20%-otros voltajes por módulos AD																									
diodos luminosos al frente y salidas a remoto (J) (5)(7)		indicación de elevación de corriente sobre Ir (6) y disparo Ir-Im/h por salida opto- eléctrica (tipo triac 1A), 24 a 240 VCA o VCD																									
alimentación		otros voltajes por módulos AD																									

(1) Las opciones (T) y (R) no son acumulables

(2) Precisión de la medición sobre todo el rango + 45%

(3) Especificar el voltaje con el pedido

(4) Rango de operación- 15% al + 10%

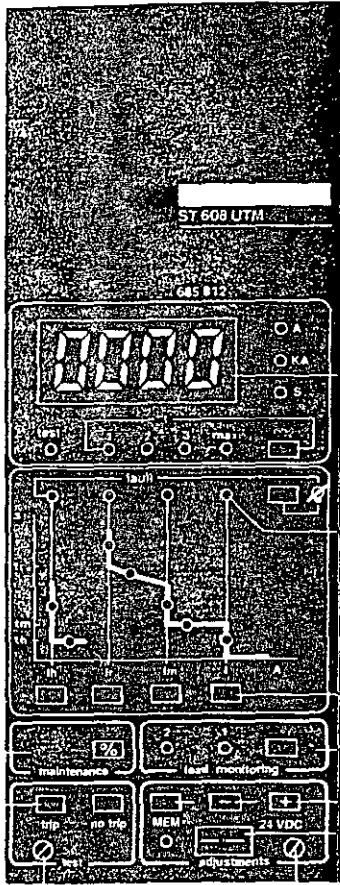
(5) Interfase suministrada con el interruptor para ser consultada al mismo

(6) Únicamente diodos luminosos en la cara frontal de la unidad

(7) Opción (J) solo en ST308

122

D



ST608UM

La unidad de control ST 608 U esta disponible en interruptores Masterpact tipo H y tipo L1.

La tecnología de microprogramación brinda gran flexibilidad de ajustes y operación, extendiendo su uso a la medición, control automático y funciones de gestión de energía.

Esta unidad de control esta equipada con un teclado, una pantalla de cuarzo liquido y diodos luminosos indicadores que operan conjuntamente en la modificación o exhibición de parámetros de corriente y tiempo de sus varias funciones.

Una cubierta transparente puede ser usada para bloquear el acceso a las teclas de ajuste.

La unidad de control ST 608 U es equipada con una memoria térmica que integra picos ocasionales de corriente para producir una imagen térmica del interruptor protegido.

Esta memoria térmica puede ser inhibida por el usuario, ésta es sujeta a un tiempo de retardo de:

- 30 minutos para disparos por tiempo largo (TL)
- 10 minutos para disparos por tiempo corto (TC)
- 1 minuto para protección de falla a tierra (T)

Versiones

Otras dos versiones de la unidad básica ST 608U son:

■ **ST 608 UM incluyendo:**
 funciones básicas de la ST 608 U
 opción M

■ **ST 608 UTM incluyendo:**
 funciones básicas de la ST 608 U
 protección de falla a tierra
 opción M

nota: el mínimo rango de corriente In para la unidad de control ST 608 U es 400A.

protección

La unidad de control ST 608 U permite realizar las protecciones:

- contra las sobrecargas con disparo por tiempo largo TL
 - contra los corto-circuitos con disparo por tiempo corto TC con selectividad cronométrica,
 - contra los corto-circuito con disparo instantaneo
 - contra las fallas a tierra, esta protección es de tipo residual con selectividad cronométrica, con la opción (M) se complementa la función de bloqueo selectiva de zona.
- La protección por regreso de tierra con bloque selectivo de zona, esta también disponible sobre pedido.

123

ampérmetro

La pantalla, permite por presiones sucesivas sobre un botón pulsador leer:

- las corrientes de fase (I1, I2, I3)
- la corriente de la fase más cargada (I máx.)

monitoreo y control

- monitoreo y control de carga (opción M)

Dos límites ajustables de carga (basados en múltiplos de la corriente In) actúan sobre salidas opto-electronicas (transistorizadas) que pueden ser usadas en aplicaciones tales como manejo y reconexión de carga, bloqueos, señalamientos, alarmas...
Ic1= ajuste máximo de carga (conexión de carga)
Ic2= ajuste máximo de carga (conexión de carga) o ajuste de reconexión de carga.

señalización de falla

Como complemento de la señalización del botón restablecedor y del contacto SDE, los disparos por TL TC/INST y falla a tierra son indicados en forma separada:

- localmente por diodos luminosos
- a distancia (opción M)

indicador de mantenimiento

Teniendo en cuenta la suma de las corrientes interrumpidas y el número de maniobras efectuadas, el indicador muestra un número entre 0 y 655. Es necesario una inspección de los contactos principales cuando el indicador alcanza hasta 100, 200, etc, esta información puede ser transmitida a un dispositivo externo como parte de la función M.

autovigilancia

Esta función señala las siguientes anomalías:

- elevación anormal de la temperatura
- mal funcionamiento de la unidad de control.

Estas condiciones son indicadas:

- en la pantalla digital por medio del mensaje "Err"
- a distancia (opción M) por una salida opto-electronica.

Como estándar, esta función proporciona unicamente indicaciones, maximizando la continuidad de servicio. Sobre pedido, las condiciones de autovigilancia pueden disparar al interruptor.

teletransmisión

La opción M incluye la posibilidad de transmitir la siguiente información sobre circuito de corriente de 20mA:

- con velocidad de transmisión 300 Bands
- valores de corriente I1, I2, I3, e I1 máx.
- ajuste TL, TC/INST, falla a tierra (T), Ic1, Ic2.
- estado del interruptor (abierto o cerrado)
- indicaciones de falla diferenciadas
- valor de corriente de falla
- estado de la memoria térmica
- estado de salidas Ic1 o Ic2 (monitoreo y control de carga)
- estados de las salidas de autovigilancia
- indicador de mantenimiento

prueba

Prueba integrada a la unidad ST 608 U. Esta función permite verificar:

- todos los puntos de las curvas de protección y de control de carga
- el funcionamiento de las señalizaciones de falla locales y a distancias.

Esta puede ser operada con o sin el disparo del interruptor, dependiendo del botón seleccionado.

nota: Si el interruptor se mantiene en operación durante la prueba, las funciones de protección permanecen operando y tienen prioridad.

alimentación

Las funciones de protección no requieren de una fuente de alimentación auxiliar. La memorización de las corrientes de falla, la pantalla y los diodos luminosos indicadores de falla, requieren una alimentación de:

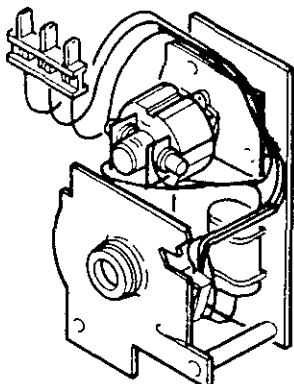
- 110, 220 ó 380VCA
- alimentación con aislamiento en la entrada/salida por módulo de alimentación (AD) para: 24/30, 48/60 ó 25VCD.

D

funciones básicas		ST608U			
■ protección tiempo largo TL					
ajuste de corriente I_r (A)	$I_r = I_{nx} \dots$ disparo	0.4 a 1 (en pasos 2%, 160A mínimo)			
máximo tiempo de retardo (s)	t_r a 1,5 I_r precisión	ajustable: 15-30-60-120-240-480 +0 -20%			
■ protección tiempo corto TC					
ajuste de corriente I_m (A)	$I_m = I_{nx} \dots$ precisión	0.4 a 15 (en pasos de 4%) $\pm 10\%$			
tiempo de retardo (s) t_m =banda		0.1	0.2	0.3	0.4
max. tiempo restablecimiento (ms)		60	140	230	350
max. tiempo de interrupción (ms)		140	230	350	500
■ protección instantánea INST					
ajuste fijo I (A)	$I = (kA)$ precisión	50 para M08 a M16-65 para M20 a M32 75 para M40 a M63 (1) $\pm 15\%$			
punto de operación I		I de I_n para fijar (en pasos de 8%, 1 6kA mínimo) punto de operación $\pm 15\%$			
ajustable I	precisión				
■ amperímetro (I)					
alimentación		autoalimentado			
pantalla digital	lectura de precisión	I1-I2-I3- máx. $\pm 1.5\%$ (1)			
■ indicador y memoria					
diodos luminosos en cara frontal		disparo de I_r - I_m - I_{lh}			
pantalla digital		valor de corriente de falla			
alimentación (CA50/60Hz)		110V-220V-380V (3)			
■ indicador de mantenimiento					
pantalla digital		entre 0 y 655			
■ autovigilancia					
pantalla digital		mensaje "Err"			
■ prueba					
		integral			
■ opciones funcionales					
■ protección falla a tierra (T)(2)					
del tipo corriente residual (con o sin bloqueo de zona selectiva) sobre pedido con retorno de tierra W con bloqueo, zona selectiva					
ajuste I_h (A)	$I_h = I_{nx} \dots$	0.2 a 1 (en pasos de 2%, 1200A máximo, 160A mínimo)			
de corriente	precisión	$\pm 10\%$			
retardo de tiempo (s) t_h =banda		0.1	0.2	0.3	0.4
max. tiempo de restablecimiento (ms)		60	140	230	350
max. tiempo de interrupción (ms)		140	230	350	500
bloqueo de zona selectiva		ver opción M			
■ opción M					
		M01 a M16	m17 a m32 transmisión de datos		
teletransmisión de datos			circuito de corriente 20mA (protocolo J BUS) 300bits/seg.		
número de dispositivos conectables			255		
alimentación		por módulo AD			
salidas opto-electronicas		6x0.2A-24VCD(2) 2x0.2A-24VCD			
monitoreo y control de carga (R)		(2 posibilidades)			
--2 ajustes	ajuste 1 $I_{c1} = I_{nx} \dots$	0.2 a 1 en pasos 2%			
--límites de carga	(A) $t_{r1} = t_{rx} \dots$	0.5			
	ajuste 2 $I_{c2} = I_{nx} \dots$	0.2 a 1 en pasos 2%			
	(A) $t_{r2} = t_{rx} \dots$	0.25			
--1 ajustes	ajuste 1 $I_{c1} = I_{nx} \dots$	0.2 a 1 en pasos 2%			
límites de carga y	(A) $t_{r1} = t_{rx} \dots$	0.5			
1 ajuste de reconexión de carga	ajuste 2 $I_{c2} = I_{nx} \dots$	0.2 a 1 en pasos 2%			
	(A) t_{r2}	60s (fijos)			
	precisión	$\pm 5\%$			
<input type="checkbox"/> indicadores de falla					
salidas remotas para disparos I_r, I_m, I_{lh}					
<input type="checkbox"/> autovigilancia					
salidas remotas					
<input type="checkbox"/> bloqueo de zona selectiva					
para protección de falla a tierra					
ajustes de corriente y de tiempo					
ampérmetro					
I1-I2-I3-I máx.					
estado del interruptor					
abierto-cerrado					

125

auxiliar eléctrico



MCH

La operación eléctrica comprende:

- un motor eléctrico (moto-reductor)
- una bobina de cierre (XF)
- una bobina de disparo MX, ó sobre pedido, una bobina por baja tensión (MN) para la apertura del aparato.

La colocación de la operación eléctrica no modifica el volumen del interruptor.

motor (MCH)

características		Motor (MCH)
alimentación	50/60 Hz (V)	100/127,200/240,380/415,440,480
	consumo (VA)	180
	CD (V)	24/30,48/60,100/125,200/250
	consumo (W)	180
sobreintensidad del motor		2 a 3 x In durante 0.1s
tiempo de armado		3 a 4 seg.

contador de operaciones (CDM)

Solamente opcional junto al motor eléctrico

El contador de maniobras es visible en la parte frontal.

Indica el número total de ciclos de operación del aparato.

bobina de cierre XF

características

tipo	bobinas de disparo			bobina de cierre	
	MN	MNR (1)	MX	XF	
tiempo de respuesta del interruptor a In	90ms ±5	0.5s-0.9s 1.5s-3s	40ms ±5	60ms ±5	
límites de funcionamiento					
apertura:	de 0.35 a 0.7 Un		0.7 a 1.1 Un		
cierre:	0.85 Un		0.85 a 1.1 UN		
alimentación (1)					
tensiones CA 50/60Hz(V)	110/127,220/250,380/415,440/480				
consumo (VA)	20				
tensiones (CD)	24,48,100,110,125,200,250				
consumo (W)	15				

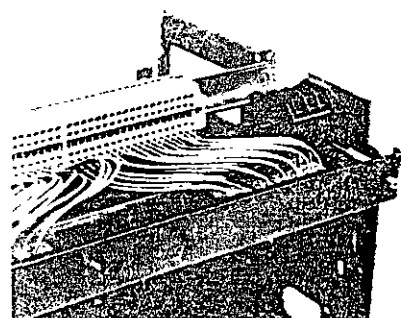
(1) MNR no puede ser alimentado con corriente continua

características de los contactos

contactos auxiliares		O	OF	SDE	PF	CE	CD	CH
tipo	acole tiro		4	1	1	4	1	1
	NA	2						
	NC	2						
corriente nominal (A)		10	10	10	10	10	10	10
cap. interruptiva 110V			15					
CA 50/60Hz (A rms)		240V	10	10	10	10	10	10
COS 0.3	360V	6	10	5	5	6	6	6
	480V	6	10			6	6	6
	600V	3	6			3	3	
CD (A)		3	5	3	3	3	3	
L/R ≤ 0.01s	125V	0.5	3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5
	250V	0.25	3	0.15	0.15	0.25	0.25	0.25



Bobina MX

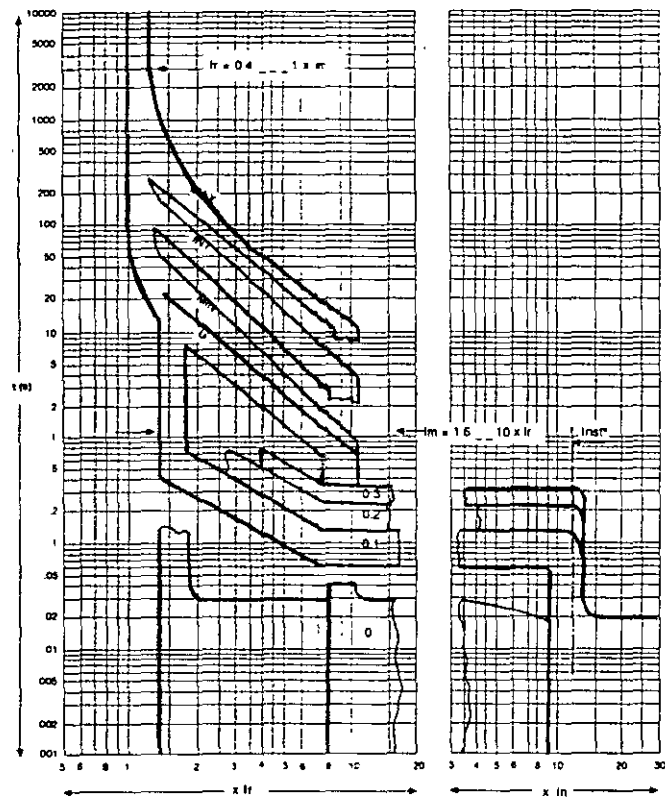


Curvas Características tiempo/corriente

D

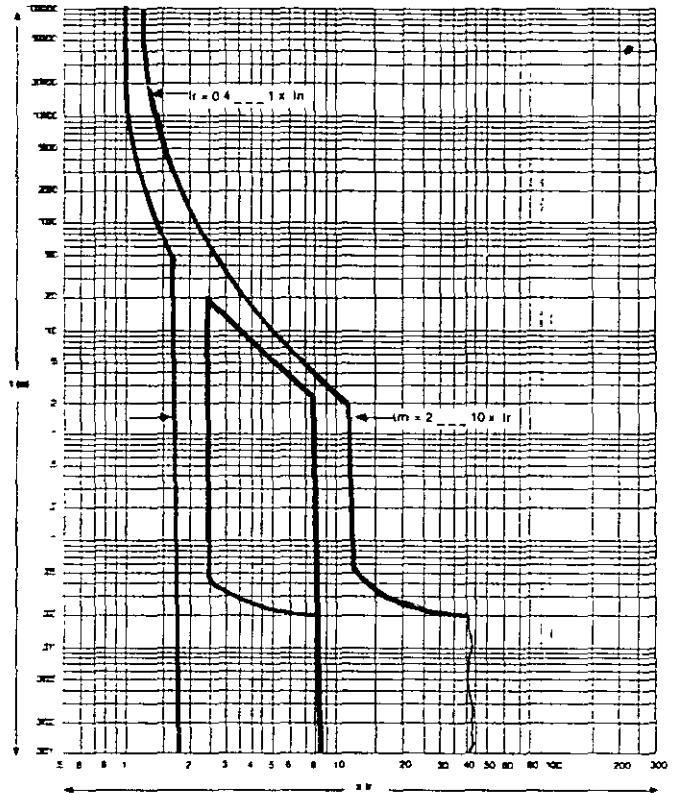
curvas características tiempo/corriente (cont.)

ST 406 S



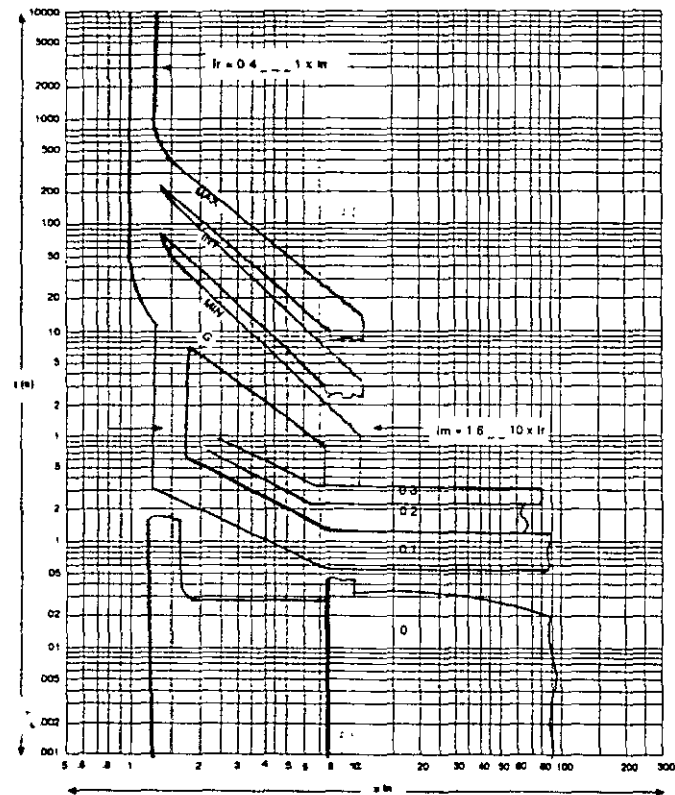
curvas características tiempo/corriente (cont.)

ST 208 D



curvas características tiempo/corriente (cont.)

ST 415 S



curvas características tiempo/corriente

D

