

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Coordinación de la Protección de las Redes
en 10 KV de la Ciudad de Tacna

TESIS

Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA

WIDMER WILFREDO INFANTES APOLO

Promoción 1982 - 1

Lima - Perú

1986

EXTRACTO

El presente trabajo consta de cinco Capítulos.

En el Primer Capítulo se hace un estudio de las redes existentes y - la protección con que cuenta.

En el Segundo Capítulo se realiza un estudio de Demanda y su proyección respectiva, lo cual servirá para el desarrollo de los Capítulos siguientes.

En el Tercer Capítulo se realizan los cálculos de cortocircuito.

En el Cuarto Capítulo se contempla los cambios necesarios en la protección existente y se resuelve la protección a coordinar.

En el Quinto Capítulo, se analizan los Costos y Beneficios de la implementación de la protección.

CONTENIDO

Pág.

EXTRACTO

INTRODUCCION

I. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION ACTUAL

- | | | |
|------|---|---|
| 1.1. | GENERALIDADES | 3 |
| 1.2. | PROTECCION EXISTENTE EN LA ACTUALIDAD | 5 |
| 1.3. | REQUERIMIENTO DE PROTECCION SELECTIVA POR TRAMOS DE LAS TERNAS A 10 kV. | 5 |

II. ESTUDIO DE LA DEMANDA

- | | | |
|------|--|----|
| 2.1. | GENERALIDADES | 10 |
| 2.2. | PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION DE "PARA" | 11 |
| 2.3. | REGISTRO DE CARGAS EN LAS SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN HORA DE PUNTA | 19 |
| 2.4. | PARTICIPACION DE CARGAS EN HORA DE PUNTA | 19 |
| 2.5. | PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL SECTOR RESIDENCIAL | 25 |
| 2.6. | INCREMENTO DE LAS CARGAS EN HORA DE PUNTA DE LAS SUB-ESTACIONES PARA EL AÑO 1989 | 32 |

2.7.	SUMATORIA DE LAS CARGAS EN HORA DE PUNTA DE LAS SUB-ESTACIONES EN LA CIUDAD PARA EL AÑO 1989.	50
2.8.	VERIFICACION DE LA TOPOLOGIA DE LAS REDES:	51
2.8.1.	Cálculos de caída de Tensión	51
2.8.2.	Conclusiones basadas en los resultados de cálculo de caída de Tensión	53
2.8.3.	Cálculo de capacidades de corriente de las Troncales de las Temas 0-242, 0-243 y 0-343.	53
2.8.4.	Redistribución de Cargas.	54

III. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA

3.1.	GENERALIDADES	55
3.2.	IMPEDANCIA DE LA FUENTE EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION	62
3.3.	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO Y BIFASICO.	64

IV. COORDINACION DE LA PROTECCION

4.1.	GENERALIDADES	73
4.2.	PROTECCION DE SUB-ESTACIONES	75
4.3.	PROTECCION DE LAS DERIVACIONES	96
4.4.	COORDINACION ENTRE LOS FUSIBLES DE LOS TRANSFORMADORES Y LOS FUSIBLES DE LAS DERIVACIONES.	98
4.5.	PROTECCION EN LAS TRONCALES	109
4.6.	PROTECCION CONTRA LOS EFECTOS TERMICOS DE LOS CONDUCTORES AEREOS	141

	<u>Pag.</u>
4.7 EQUIPAMIENTO DE LA PROTECCION	148
4.7.1 Elección de Transformadores de Corriente para la protección	148
4.7.2 Especificaciones Técnicas de Materiales y equipo	151
V. <u>COSTO Y BENEFICIO</u>	
5.1. GENERALIDADES	160
5.2. COSTO	160
5.3. BENEFICIO	160
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	180
ANEXO I : CARGAS DE LAS SUB-ESTACIONES EN HORA DE PUNTA EL AÑO 1984	185
ANEXO II : FACTORES Y CALCULOS DE CAIDA DE TENSION	191
ANEXO III : CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE CHOQUE	201
ANEXO IV : CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EFICAZ MEDIA	204
ANEXO V : CAPACIDAD TERMICA DE LOS CONDUCTORES	207
ANEXO VI : CORRIENTE DE INSERCIÓN EN LOS TRANSFORMADORES	210
ANEXO VII : CARACTERISTICAS DE ELEMENTOS DE PROTECCION	214
BIBLIOGRAFIA	217

INTRODUCCION

El propósito del presente trabajo es el de mejorar la confiabilidad del Sistema de Distribución a 10 kV. de la ciudad de Tacna.

Para conseguir este fin se propone la implementación de una protección selectiva por tramos, de tal manera que ante la ocurrencia de fallas - por cortocircuito, la zona afectada por éstas, sea lo menos posible. Al mismo tiempo se implementa el sistema con equipos que facilitan las maniobras y operación del Sistema de Distribución, todo lo cual se traduce en un mejoramiento del servicio de Energía Eléctrica que ELECTROSUR S.A. brinda a sus usuarios.

Para la coordinación de la protección se ha realizado primero una proyección de las redes en 05 años, y de acuerdo a éstos datos proyectados se ha determinado la coordinación de la protección respectiva. Pasados estos 05 años, se tendrán que realizar los ajustes respectivos en los relés y verificación de las capacidades de los fusibles, según las nuevas cargas y/o cambios de las redes de distribución.

La implementación del Sistema de Distribución a 10 kV, con equipos de maniobra y operación bajo carga es un hecho que se va a realizar, así no se implemente la protección en mención, por lo que el presente trabajo servirá para demostrar los beneficios que se obtendrían si se implementará paralelamente dicha protección y los equipos de maniobra y operación a adquirirse sean de las características necesarias para que la protección - propuesta trabaje con dichos equipos.

Aún con lo dicha anteriormente en el último Capítulo, se demuestra que el costo de la implementación de la protección propuesta, incluyendo los equipos de protección y maniobra es recuperable con la energía eléctrica que no se dejaría de vender debido a las fallas.

DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION ACTUAL

1.1. GENERALIDADES

El Sistema de Distribución a 10 kV en la ciudad de Tacna es alimentado por un Centro de Transformación de 66/10 kV existente en el lugar denominado "Para".

En este Centro de Transformación hay 02 Transformadores de 66/10 kV de 6 MVA cada uno, marcas Toshiba y Delcrosa, respectivamente, según como se muestra en la Figura No. 1.

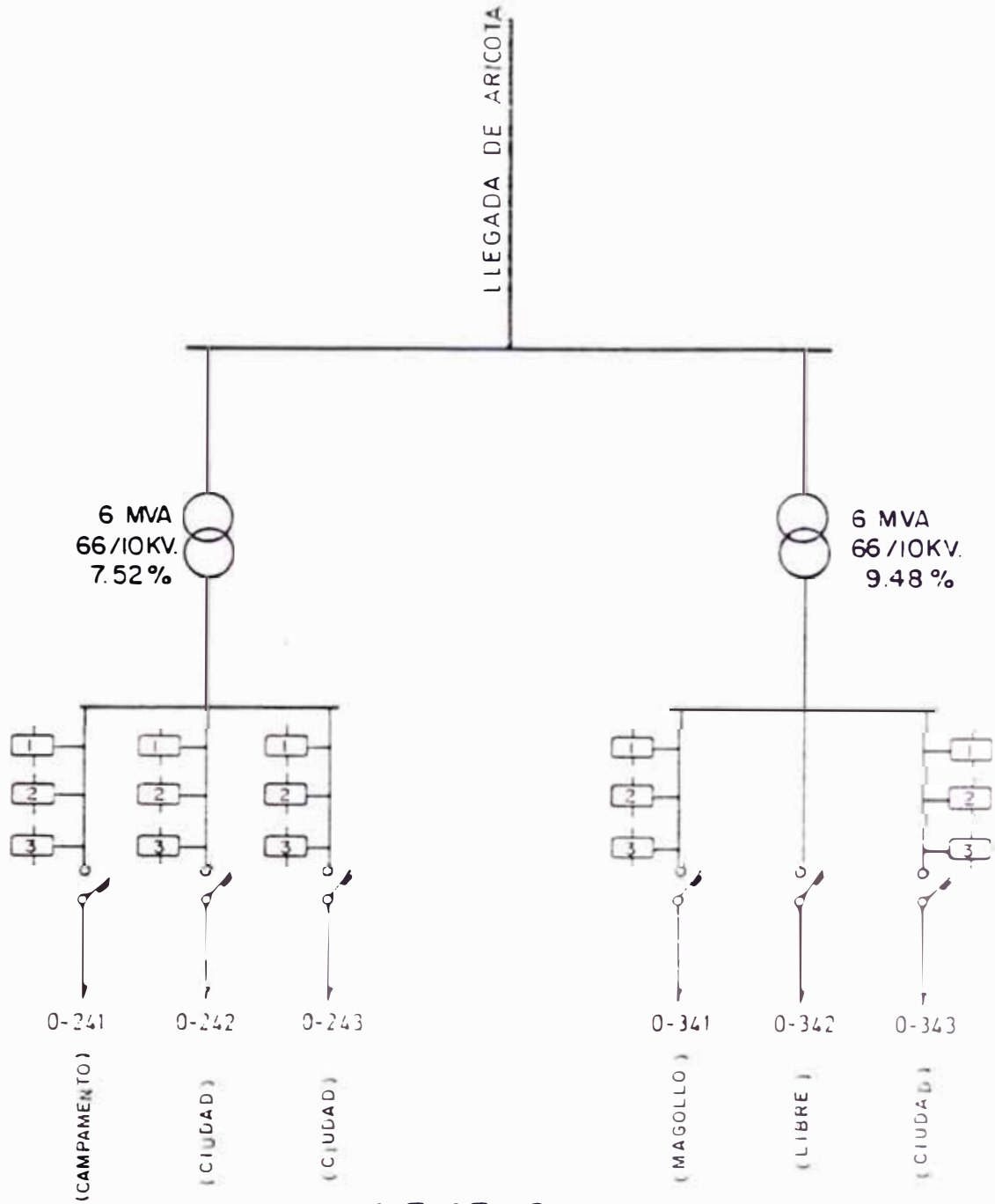
El Transformador Toshiba tiene 03 salidas denominadas: 0-241, 0-242 y 0-243. El Transformador Delcrosa tiene también 03 salidas denominadas: 0-341, 0-342 y 0-343.

De estas salidas, la 0-241 alimenta la carga existente en el mismo local del Centro de Transformación; la 0-341 alimenta a la Zona Rural de Magollo (se ha puesto en servicio el año 1985), la celda de salida de la Terna 0-342, se encuentra libre; y las salidas denominadas 0-242, 0-243 y 0-343 alimentan las cargas de la ciudad de Tacna.

Estas tres que alimentan la ciudad de Tacna (0-242, 0-243

FIG. Nº 1

PROTECCION EXISTENTE EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION DE "PARA"



LEYENDA



PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

PROTECCION DE SOBRETENSION

DIRECCIONAL A TIERRA

y 0-343), se muestran en los Diagramas Topológicos Nos. 1, 2 y 3.

Todo el Sistema de Distribución a 10 kV es radial y casi en su totalidad es aéreo.

1.2. PROTECCION EXISTENTE EN LA ACTUALIDAD

Actualmente cada una de las ternas del Sistema de Distribución a 10 kV cuenta con protección en las celdas de salida de dichas ternas, en el Centro de Transformación de 66/10 kV de "Para".

En el recorrido de cada una de estas ternas por la ciudad, existen seccionadores tipo Cut-Out en algunos lugares de las troncales y en algunas derivaciones. Estos seccionadores tipo Cut-Out, se encuentran equipados con fusibles de expulsión, pero no hay ninguna coordinación con la protección existente en las celdas de salida de cada tema.

La protección existente en las celdas de salida del Centro de Transformación de "Para", consta de lo siguiente:

- ° Protección de sobrecorriente,
- ° Protección de sobretensión,
- ° Direccional a tierra,

tal como se muestra en la Figura No. 1.

1.3. REQUERIMIENTO DE PROTECCION SELECTIVA POR TRAMOS, DE LAS TERNAS A 10 kV.

En la actualidad, cuando ocurre una falla en cualquier parte de las redes a 10 kV en la ciudad de Tacna, actúa la protección de la tema fallada existente en el Centro de Transformación de 66/10 kV en "Para". Esto trae consigo que la energía eléctrica no llegue a -

un gran sector de la población, y por lo tanto no se brinde un buen servicio.

Debido a este problema, se vió la necesidad de realizar el presente estudio, para implementar la protección selectiva por tramos en las temas del Sistema de Distribución a 10 kV.

La protección selectiva se realiza para las temas 0-242, 0243 y 0-343 que alimentan a la ciudad.

La tema 0-241 no necesita selectividad por tramos porque sólo alimenta las cargas del local y campamento del Centro de Transformación de "Para". Así mismo la terna 0-341 recién puesta en servicio tiene una protección selectiva con fusibles, en su recorrido; además de la protección en su celda de salida de dicha tema, con lo cual es suficiente, ya que es una electrificación rural.

ESTUDIO DE LA DEMANDA

2.1. GENERALIDADES

El presente estudio de la Demanda, se realiza con el fin de proyectar el Sistema de Distribución a 10 kV de la ciudad de Tacna hasta el año 1989; y sobre éste diseñar la protección requerida para los fines que se persiguen.

Primero se proyecta la curva de la Demanda Máxima del Centro de Transformación de "Para", que alimenta a toda la ciudad de Tacna, en base a datos históricos de Demandas Máximas.

Luego se hacen proyecciones de Demanda Máxima, según tipos de carga, en base a datos históricos de energía consumida en el caso de cargas residenciales, y también aumentos asumidos de Demandas Máximas para el año 1989 en los otros tipos de carga.

La suma de los aumentos asumidos de Demandas Máximas, y la Demanda Máxima de carga residencial según proyección en el año 1989, debe coincidir con la Demanda Máxima para el año 1989, según proyección en el Centro de Transformación de "Para".

No se hace una proyección de mayor cantidad de años, ya que en esta proyección no se tienen en cuenta los cambios que pueden su

ceder debido a razones sociales, económicas y especialmente políticas que pueda tener el país; y que podrían hacer variar totalmente esta proyección.

2.2 PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION DE "PARA"

En el Cuadro N° 1. aparecen las Demandas Máximas de cada año desde 1979 hasta 1984. De acuerdo a estos Datos históricos podemos proyectar como variarán las Demandas Máximas en los próximos años.

Utilizando el método de los "mínimos cuadrados", y con los datos históricos de Demanda Máxima que tenemos, hallamos la curva que tenga mejor factor de correlación.

Las curvas que se han probado son:

$$\begin{aligned} Y &= a + b X && \text{donde:} \\ Y &= a X^b && X, \text{ variable explicativa (años)} \\ Y &= B_1 + B_2 X && Y, \text{ variable explicada} \\ &&& a, b, B_1, B_2, \text{ estimadores} \end{aligned}$$

A. PRUEBA DE LA CURVA:

$Y = a + b X$, de donde $Y_i = b_1 + b_2 X_i$, del Cuadro N° 2 y utilizando las siguientes fórmulas:

$$\begin{aligned} \bar{X} &= \frac{\sum X_i}{n} \\ \bar{Y} &= \frac{\sum Y_i}{n} \\ b_2 &= \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum (X_i - \bar{X})^2} \end{aligned}$$

CUADRO No. 1

DEMANDA MAXIMA EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION DE PARA

Año	Demanda Máxima (MW)
1979	6.48
1980	6.73
1981	7.70
1982	8.70
1983	8.83
1984	9.04

CUADRO N.º. 2

X_i	Y_i	Y_i^2	$(X_i - \bar{X})$	$(Y_i - \bar{Y})$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})$
79	6.48	41.99	- 2.5	- 1.4333	6.25	3.5832
80	6.73	45.292	- 1.5	- 1.1833	2.25	1.7749
81	7.70	59.29	- 0.5	- 0.2133	0.25	0.1066
82	8.7	75.69	+ 0.5	+ 0.7867	0.25	0.3933
83	8.83	77.968	+ 1.5	+ 0.9167	2.25	1.3750
84	9.04	81.72	+ 2.5	+ 1.1267	6.25	2.8167
489	47.48	381.95			17.5	10.0497

$$b_1 = \bar{Y} - b_2 \bar{X}$$

$$R^2 = \frac{b_2^2 \sum (\bar{X}_i - \bar{X})^2}{\sum Y_i^2 - \frac{(\sum Y_i)^2}{n}}$$

donde R = Factor de correlación,

Tenemos:

Ecuación de la curva:

$$Y_i = -38.8895 + 0.5742 X_i$$

Siendo : R = 0.9627

B. Prueba de la Curva:

$$Y = a X^b, \text{ de donde:}$$

$$\log Y = \log a + b \log X$$

$$Y'_i = b_1 + b_2 X'_i$$

Utilizando el cuadro No. 3, tenemos:

Ecuación de la curva:

$$Y'_i = -10.52817 + 5.97842 X'_i$$

$$\text{Antilog } Y'_i = \text{Antilog} (-10.52817 + 5.97842 X'_i)$$

$$Y_i = \frac{2.96367 X_i^{5.97842}}{(10)^{11}}$$

siendo: R = 0.957312

CUADRO No. 3

X_i'	Y_i'	$Y_i'^2$	$X_i' - \bar{X}$	$Y_i' - \bar{Y}$	$(X_i' - \bar{X})^2$	$(X_i' - \bar{X})(Y_i' - \bar{Y})$
1.897	0.8115	0.6585	- 0.01366	- 0.08306	0.0001865	0.00113459
1.903	0.8280	0.6855	- 0.00766	- 0.06656	0.00005867	0.00050984
1.908	0.8864	0.7857	- 0.00266	- 0.00816	0.000007075	0.000021705
1.913	0.9395	0.8826	+ 0.00234	+ 0.04494	0.000005475	0.00010515
1.919	0.9459	0.8947	+ 0.00834	+ 0.05134	0.00006955	0.00042817
1.924	0.9561	0.9142	+ 0.01334	+ 0.06154	0.00017795	0.00082094
11.464	5.3674	4.8212			0.00050522	0.00302039

C. Prueba de la Curva:

$$Y = B_1 B_2^X$$

de donde:

$$\log Y = \log B_1 + X \log B_2$$

$$Y_i = b_1 + b_2 X_i$$

Del cuadro No. 4, tenemos:

Ecuación de la curva:

$$Y_i = -1.73626 + 0.03228 X_i$$

$$\text{Antilog } Y_i = \text{Antilog} (-1.73626 + 0.03228 X_i)$$

$$Y_i = (0.0183543) (1.0771595)^{X_i}$$

Siendo: $R = 0.92545$

El mejor factor de correlación entre las curvas probadas en A, B y C; es el primero, o sea $R = 0.9627$, de la curva:

$$Y_i = -38.8895 + 0.5742 X_i$$

Siendo esta la curva más representativa de la proyección de la Demanda Máxima en el Centro de Transformación de "Para".

Dicha curva se muestra en el gráfico No. 1, reemplazando en ella:

$$X_i = 89, \quad \text{tenemos:}$$

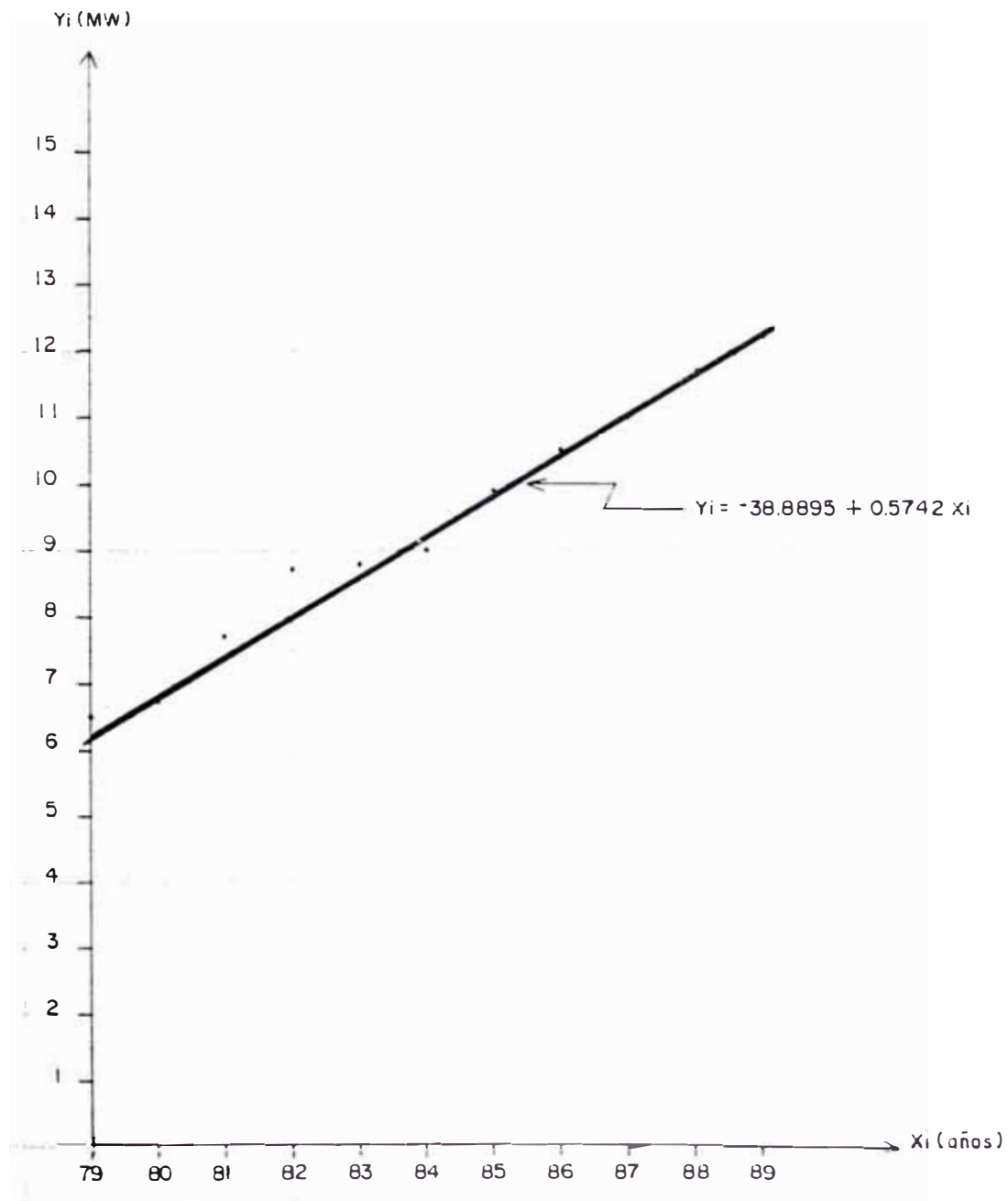
$$Y_i = 12.2143$$

O sea que la máxima demanda total en la ciudad de Tacna para el año 1989 sería de 12.2143 MW.

CUADRO No. 4

X_i	Y_i'	$Y_i'^2$	$X_i - \bar{X}$	$Y_i' - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(X_i - \bar{X})(Y_i' - \bar{Y})$
79	0.8115	0.6585	- 2.5	- 0.08306	6.25	0.20765
80	0.8280	0.6855	- 1.5	- 0.06656	2.25	0.09984
81	0.8864	0.7857	- 0.5	- 0.00816	0.25	0.00408
82	0.9395	0.8826	+ 0.5	+ 0.04494	0.25	0.02247
83	0.9459	0.8947	+ 1.5	+ 0.05134	2.25	0.07701
84	0.9561	0.9142	+ 2.5	+ 0.06154	6.25	0.15385
489	5.3674	4.8212			17.5	0.5649

GRAFICO N°1



PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA EN EL CENTRO DE DE TRANSFORMACION DE "PARA" CURVA.

2.3. REGISTRO DE CARGAS EN LAS SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN HORA DE PUNTA

Se necesita saber en que condiciones estará operando el Sistema a 10 kV para el año 1989. Para ello se requiere conocer las cargas actuales en hora de punta de las Sub-estaciones existentes, y luego proyectar dichas cargas al año 1989.

En los diagramas de carga de las ternas 0-242, 0-243 y 0-343, y la suma de las tres, mostrados en los gráficos Nos. 2, 3, 4 y 5, - se puede notar que la hora de punta en la ciudad de Tacna es entre las 18.00 y 19.00 horas.

Se han registrado datos de carga en el lapso de las 18.00 y - 19.00 horas de las Sub-estaciones de la ciudad de Tacna.

Estos registros de cargas en hora de punta, aparecen en los Diagramas Topológicos Nos. 1, 2 y 3 y en el Anexo I.

2.4. PARTICIPACION DE CARGAS EN HORA DE PUNTA

En la ciudad de Tacna existen los siguientes tipos de cargas:

- Residencial,
Alumbrado Público,
- Usos Generales,
- Comercial,
- Industrial.

En el cuadro No. 5 se muestra la participación de cargas durante las 24 horas del día. En dicho cuadro se nota que las cargas - residencial, comercial, alumbrado público y usos generales, tienen la mayor participación en la hora de punta (18.00 a 19.00 Horas).

GRAFICO N°2

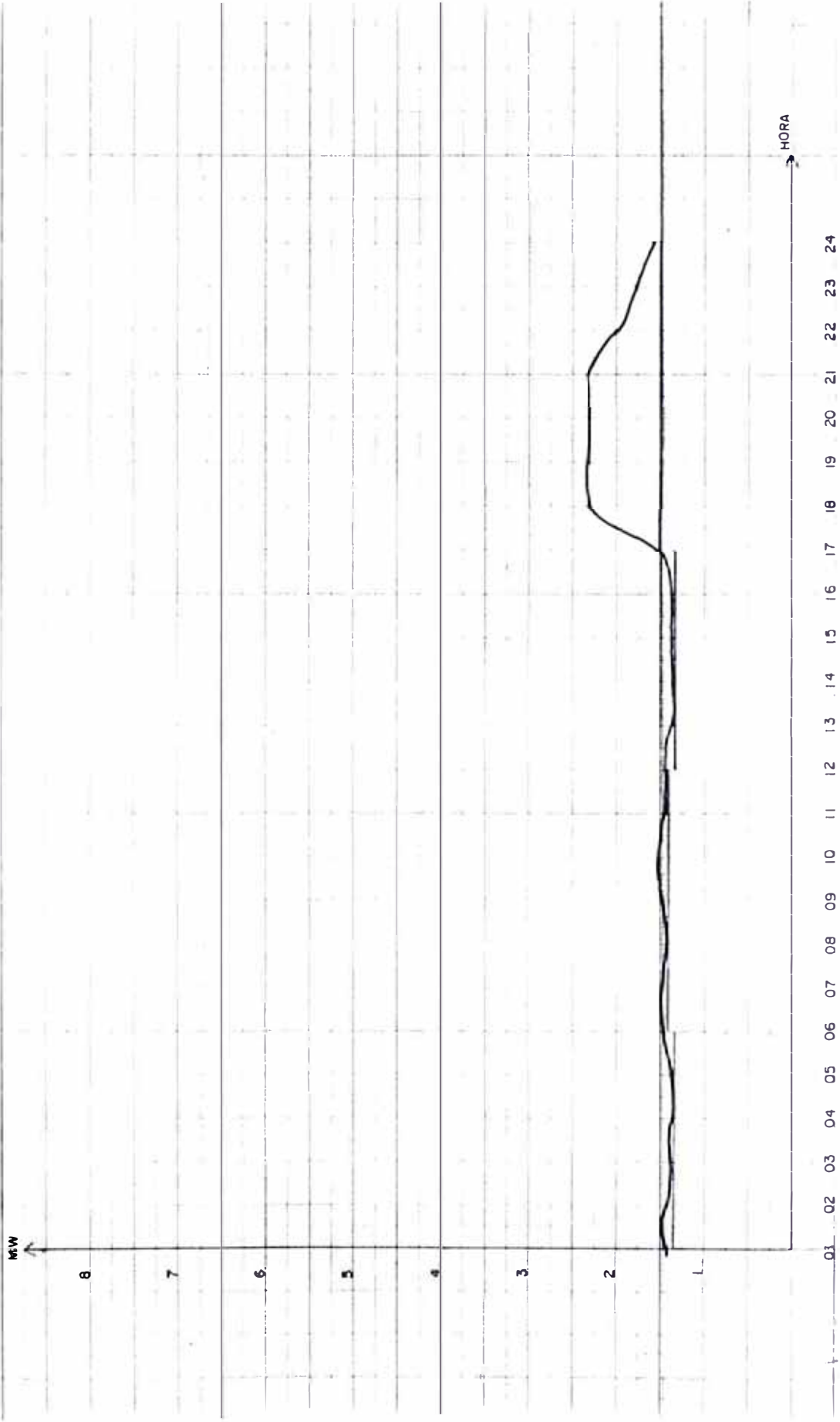


DIAGRAMA DE CARGA DE LA TERNA O-242

GRAFICO N°3

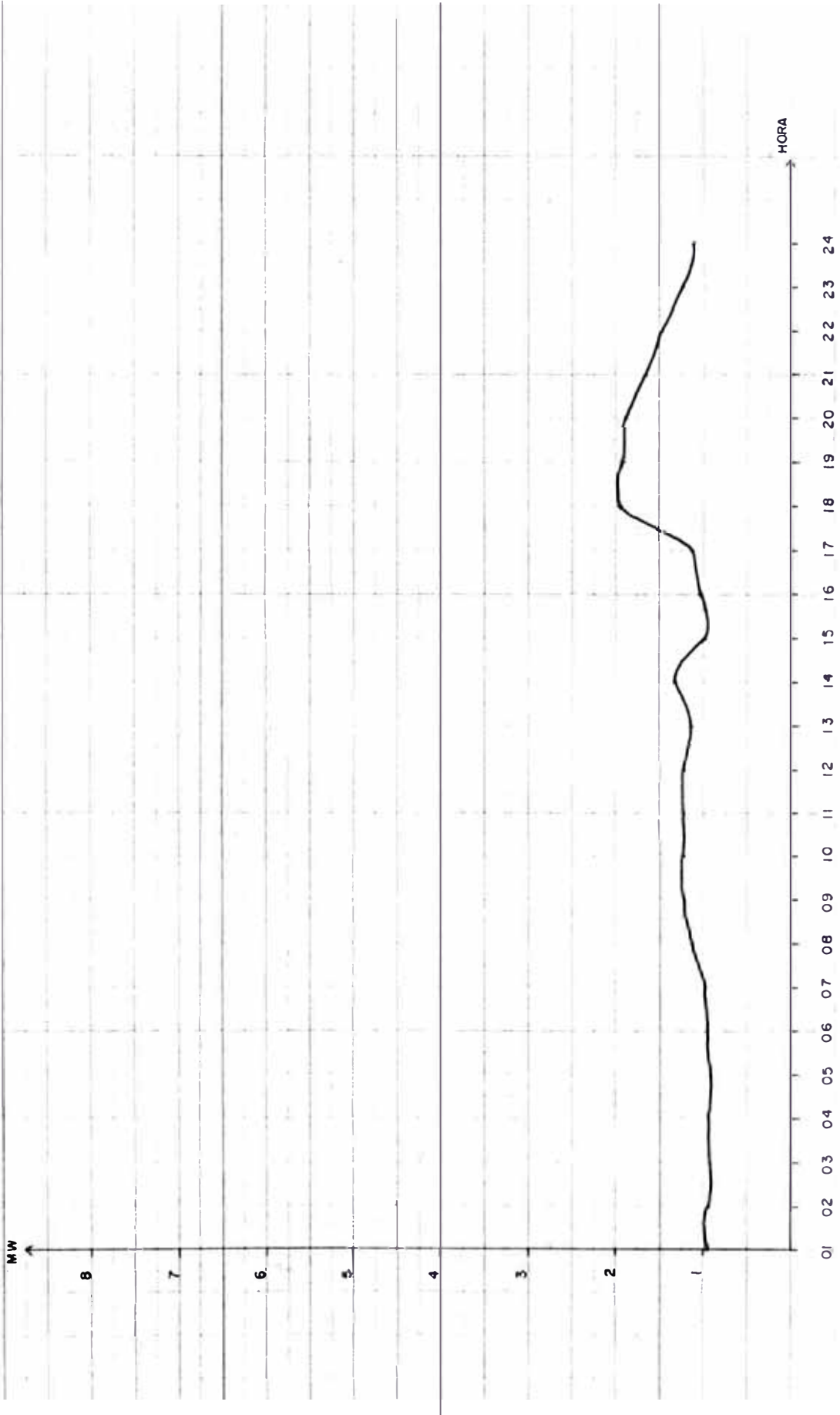


DIAGRAMA DE CARGA DE LA TERNA 0-243

GRAFICO N°4

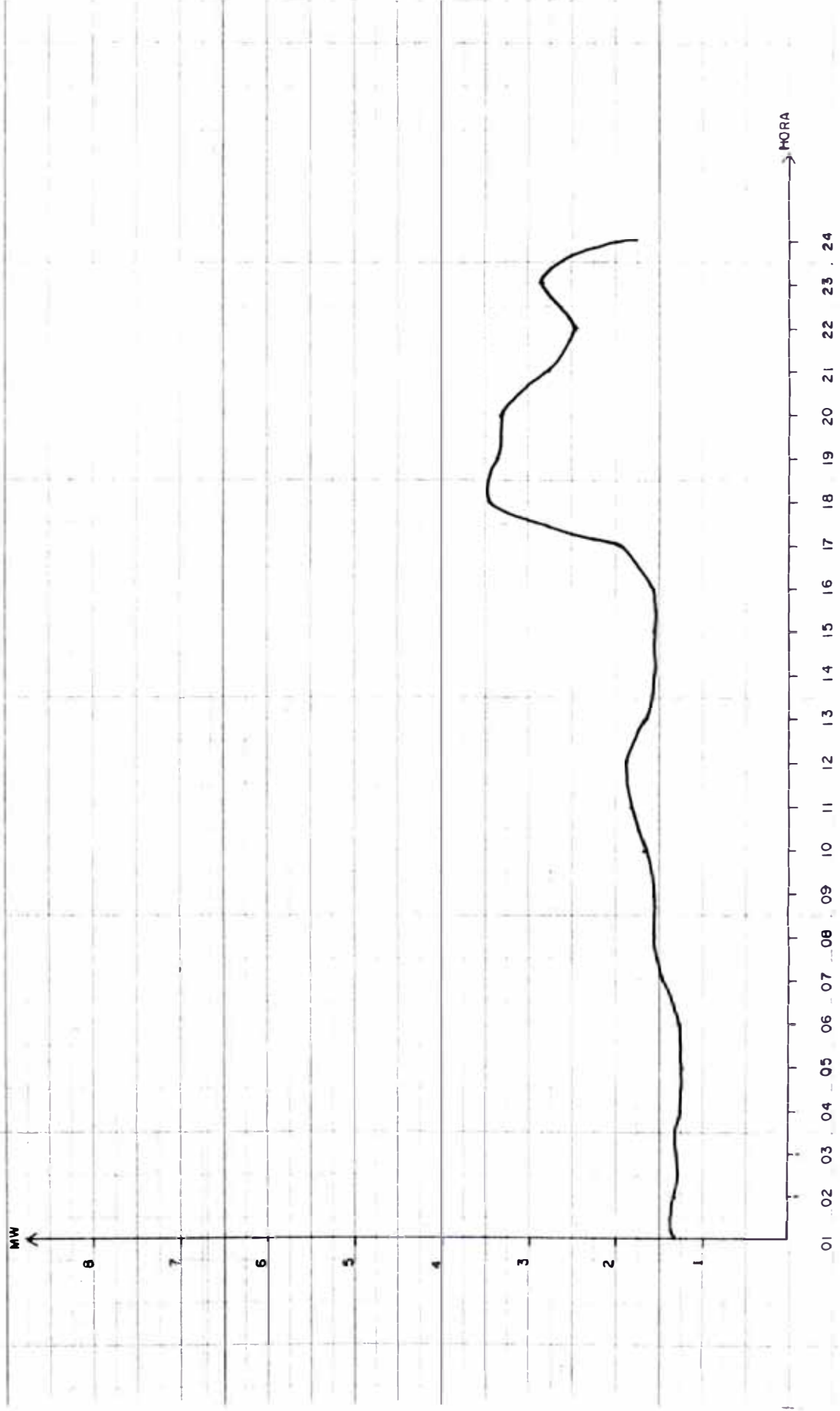


DIAGRAMA DE CARGA DE LA TERNA 0-343

GRAFICO N°5



DIAGRAMA DE CARGA DE LA SUMATORIA DE LAS TRES TERNAS (0-242, 0-243 y 0-343)

CUADRO No. 5

PARTICIPACION DE CARGAS

Tipo de carga Hora	Residencial	Comercial	Alumbrado Público	Usos Generales	Industrial
00.00 - 06.00	2%	4.2 %	67.1%	17.1%	9.6%
06.00 - 08.00	56%	10%	0 %	25 %	9 %
08.00 - 14.00	42%	16%	0 %	22 %	20 %
14.00 - 17.00	47%	8%	0 %	25 %	20 %
17.00 - 22.00	40%	14%	26 %	15.7%	4.3%
22.00 - 24.00	50.7%	4%	30 %	10 %	5.3%

De las cargas tipo industrial solo hay 03 fábricas que tienen participación en la hora de punta.

2.5. PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRI CA DEL SECTOR RESIDENCIAL

En el Cuadro No. 6 aparecen datos de esta energía eléctrica consumida desde el año 1981 a 1984. De acuerdo a estos datos históricos realizamos la proyección del consumo de energía eléctrica del sector residencial.

Utilizando el método de los mínimos cuadrados, hallamos la - curva que tenga mejor factor de correlación.

Curvas a probar:

$$Y = a + bX$$

$$Y = a X^b$$

A. Prueba de la Curva:

$$Y = a + bX$$

Del cuadro No. 7, tenemos:

Ecuación de la curva:

$$Y = -74,124.5 + 1092.1 (X)$$

siendo: $R = 0.97633$

B. Prueba de la Curva:

$$Y = a X^b, \text{ de donde:}$$

$$\log Y = \log a + b \log X$$

$$Y' = b_1 + b_2 X'$$

Del cuadro No. 8, tenemos:

Ecuación de la Curva:

CUADRO No. 6

CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA DEL SECTOR
RESIDENCIAL

AÑO	ENERGIA (MWh)
1981	14,050
1982	15,751
1983	16,730
1984	17,364

CUADRO No. 7

X_i	Y_i	Y_i^2	$X_i - \bar{X}$	$Y_i - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})$
81	14,050	1.97402×10^8	- 1.5	- 1,923.75	2.25	2,885.625
82	15,751	2.48094×10^8	- 0.5	- 222.75	0.25	111.375
83	16,730	2.79892×10^8	+ 0.5	+ 756.25	0.25	378.125
84	17,364	3.01508×10^8	+ 1.5	+ 1,390.25	2.25	2,085.375
330	63,895	10.26896×10^8			5	5,460.5

CUADRO No. 8

X'_i	Y'_i	Y'^2_i	$X_i - \bar{X}$	$Y_i - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})$
1.9084	4.1476	17.2025	$- 7.9 \times 10^{-3}$	- 0.0543	6.241×10^{-5}	0.4289×10^{-3}
1.9138	4.1973	17.6173	$- 2.5 \times 10^{-3}$	- 0.0046	6.25×10^{-6}	0.0115×10^{-3}
1.9190	4.2234	17.8371	$+ 2.7 \times 10^{-3}$	+ 0.0215	7.29×10^{-6}	0.05805×10^{-3}
1.9242	4.2396	17.9742	$+ 7.9 \times 10^{-3}$	+ 0.0377	6.241×10^{-5}	0.2978×10^{-3}
7.6654	16.8079	70.6311			13.836×10^{-5}	0.7962×10^{-3}

$$Y'_i = -6.8254 + 5.7545 X'_i$$
$$Y = \frac{1.49485 X^{5.7545}}{10^7}$$

siendo: $R = 0.9847$

El mejor factor de correlación entre las curvas probadas en A y B, es el segundo, o sea $R = 0.9847$, de la curva:

$$Y = \frac{1.49485 X^{5.7545}}{10^7}$$

Siendo ésta la curva más representativa de la proyección de consumo de energía eléctrica del sector residencial.

Dicha curva se muestra en el gráfico No. 6, reemplazando en ella $X_i = 89$, tenemos:

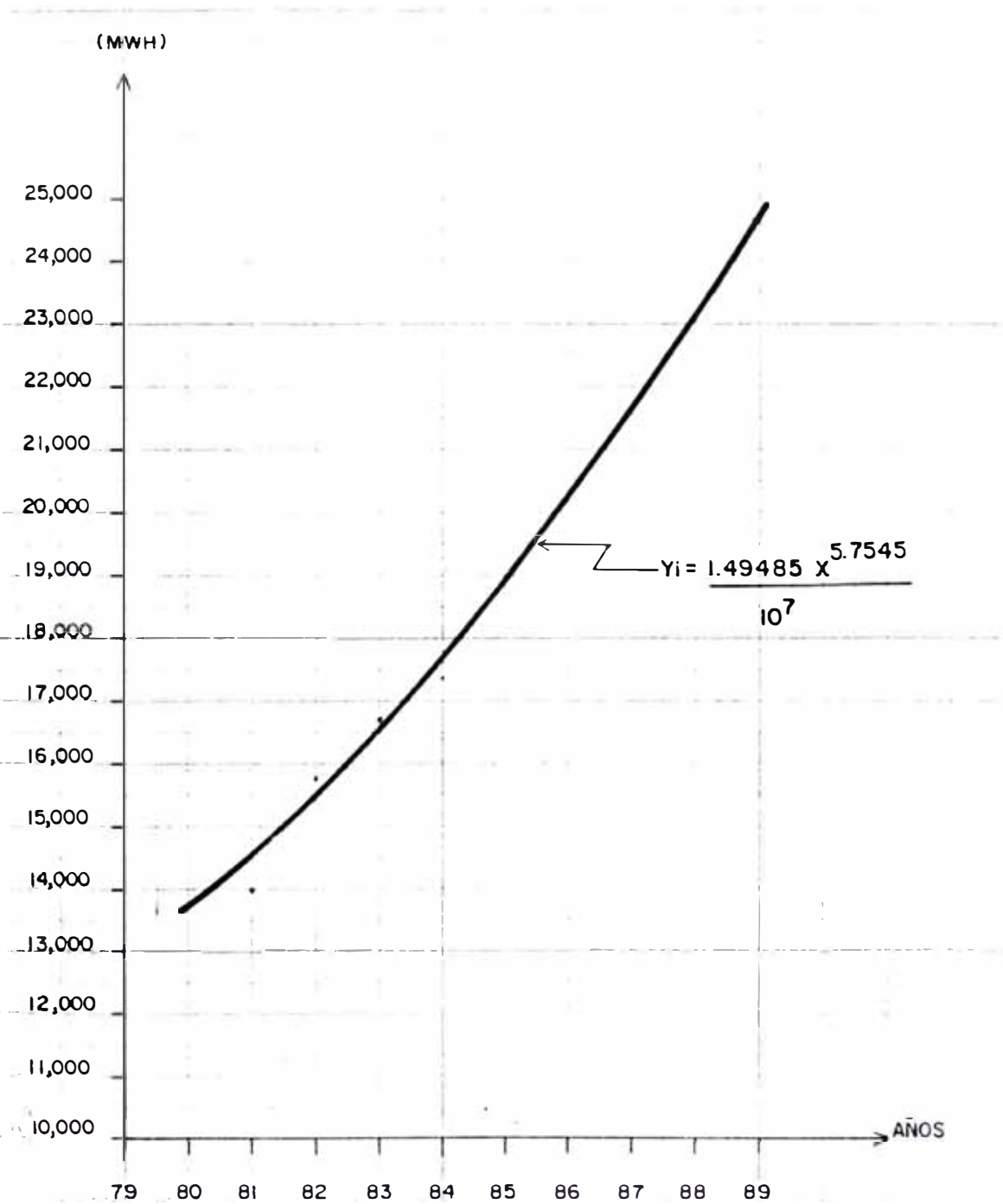
$$Y_{89} = 24'680,900 \text{ kWh}$$

O sea la energía eléctrica que consumiría el sector residencial el año 1989, aumentaría en un 42.138% comparada con la energía consumida en el año 1984.

Según se muestra en el Gráfico No. 7, la energía eléctrica consumida diariamente es la integración de la curva de su diagrama de carga diaria, por lo cual podemos asumir que el aumento de consumo de energía eléctrica puede reflejarse en forma directa con un aumento de la Demanda Máxima de potencia en hora de punta.

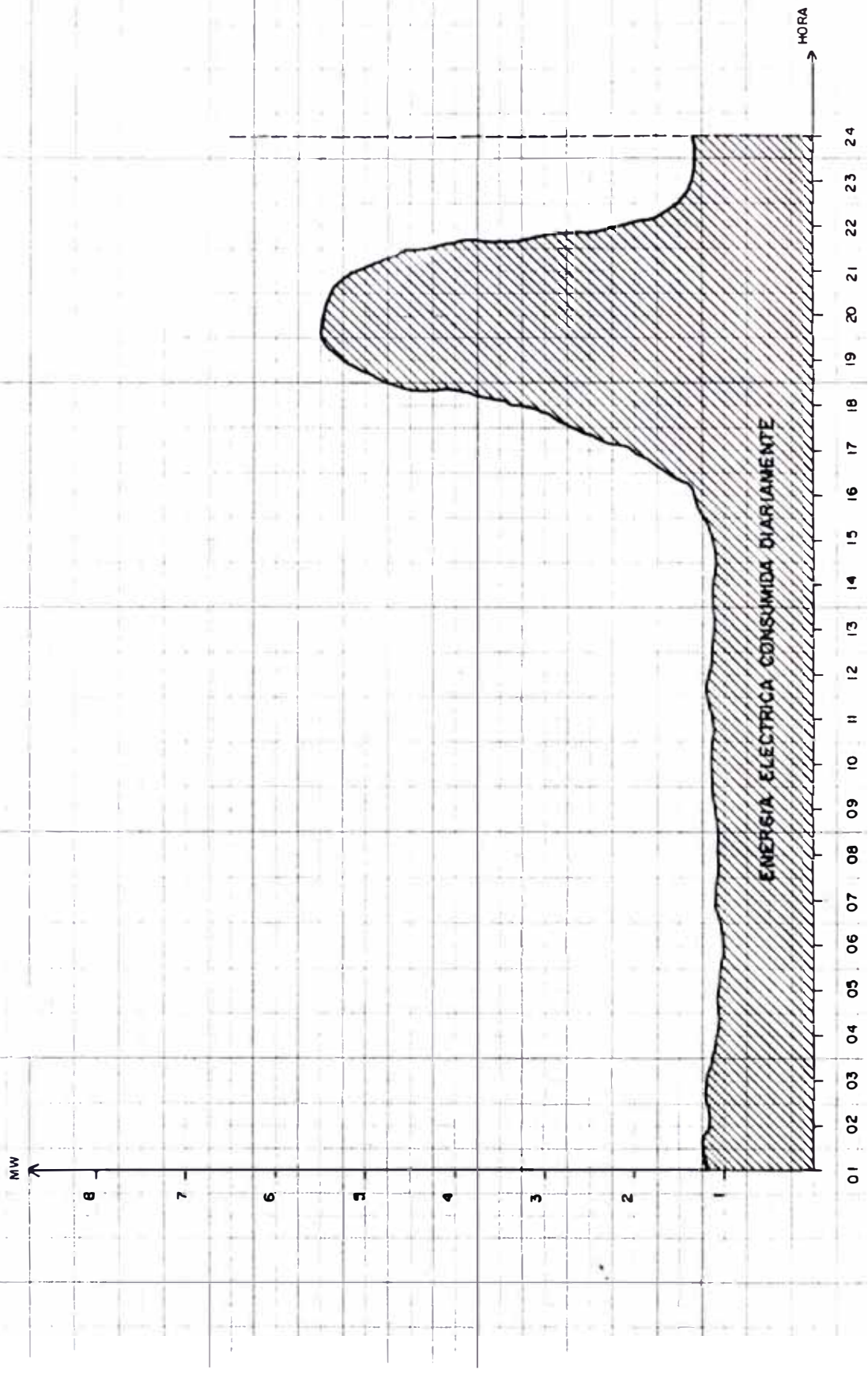
Luego la Demanda Máxima de Potencia en hora de punta del Sector Residencial en el año 1989, también aumentaría en un 42.138% con respecto a la Demanda Máxima de Potencia del año 1984.

GRAFICO N° 6



PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL SECTOR RESIDENCIAL

GRAFICO N° 7



2.6. AUMENTO DE LAS CARGAS EN HORA DE PUNTA DE LAS SUB-ESTACIONES PARA EL AÑO 1989

Las Sub-estaciones se pueden clasificar según el tipo o tipos - de carga que alimentan y según esto determinar cuánto aumentarán sus Demandas Máximas de potencia para el año 1989.

Las horas de Demanda Máxima de Potencia de cada Sub-Estación según su tipo o tipos de carga, no coinciden siempre con las horas de Demanda Máxima de Potencia de las Temas o del Centro de Transformación de "Para".

Según se puede notar en los diagramas de carga de las Temas 0-242, 0-243 y 0-343 mostrados en los Gráficos Nos. 2, 3, 4 y 5 las horas de Demanda Máxima de Potencia en las temas, se produce entre las 18.00 y 19.00 Horas.

Los datos de Demanda Máxima de Potencia de Sub-estaciones, que se necesitan con fines de realizar cálculos eléctricos, son los que coincidan con las horas de máxima demanda de las temas 0-242, 0-243 y 0-343, por lo que solo consideraremos las cargas de Sub-estaciones en esas horas (18.00 a 19.00 Horas).

Las Sub-estaciones según su tipo o tipos de carga, son:

- Sub-estaciones con carga tipo residencial y alumbrado público.
- Sub-estaciones con carga tipo comercial
- Sub-estaciones con carga tipo industrial
- Sub-estaciones con carga de alumbrado público
- Sub-estaciones con carga de uso general.

Según su tipo o tipos de carga, determinaremos el aumento de carga (entre las 18.00 y 19.00 horas) para el año 1989 de cada sub-estación existente.

a. Sub-estaciones con cargas tipo residencial y alumbrado público

La mayoría de las sub-estaciones de distribución en la ciudad de Tacna tienen cargas tipo residencial y alumbrado público. Si consideramos que en promedio actualmente el 10% es alumbrado público y el 90% es residencial, podemos hallar la carga en hora de punta (18.00 a 19.00 horas) para el año 1989 en cada una de estas sub-estaciones, de la forma siguiente: el sector residencial aumentaría en un 42.138% según la proyección del acápite 2.7.

Como estamos considerando el aumento de carga en cada sub-estación existente, podemos decir que el alumbrado público se mantendría constante, por lo que para el año 1989 las cargas en hora de punta del Sector Alumbrado Público serían las mismas del año 1984.

Luego se pueden hallar las cargas totales en hora de punta para el año 1989 en cada una de estas sub-estaciones, lo cual aparece en los Cuadros Nos. 9, 10 y 11 y en los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6.

En estos Diagramas Topológicos se puede notar que las cargas en hora de punta para el año 1989, que en este caso coinciden con la hora de máxima demanda de estas sub-estaciones en algunos casos sobrepasan la Potencia instalada, por lo que tendrá que cambiarse el transformador instalado por otro de mayor potencia cuando así se requiera, o pasar cargas a alguna sub-estación cercana descargada.

b. Sub-estaciones con carga tipo comercial

No hay datos históricos de máxima demanda o de energía eléctrica consumida por este tipo de carga, no pudiéndose hacer una pro

CUADRO N° 09

Cargas en hora de punta de las Subestaciones de los Sectores Residencial y Alumbrado Público, de la terna 0-242 .

Subestación (código)	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
	Sector Residencial 90% (kW.)	Sector Alumbrado Público 10% (kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residencial (kW.)	Sector Alumbrado Público (kW.)	Carga Total (kW.)
A-3	25.2	2.8	28	35.8	2.8	39
A-8	168.3	18.7	187	239.2	18.7	258
A-9	99	11	110	140.7	11	152
A-11	89.1	9.9	99	126.6	9.9	137
A-14	135	15	150	191.8	15	207
A-15	64.8	7.2	72	92.1	7.2	99
A-16	24.3	2.7	27	34.5	2.7	37
A-17	64.8	7.2	72	92.1	7.2	99
A-20	50.4	5.6	56	71.6	5.6	77
A-21	56.7	6.3	63	80.5	6.3	87
A-22	27	3	30	38.3	3	41
A-26	36	4	40	51.1	4	55
A-27	45.9	5.1	51	65.2	5.1	70
A-28	63	7	70	89.5	7	97
A-29	41.4	4.6	46	58.8	4.6	63

	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
Subestación (código)	Sector Residencial 90% (kW.)	Sector Alumbrado Público 10% (kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residencial (kW.)	Sector Alumbrado Público (kW.)	Carga Total
A-30	36	4	40	51.1	4	55
A-31	63	7	70	89.5	7	97
A-32	18.9	1.1	21	26.8	1.1	28
A-33	33.3	3.7	37	47.3	3.7	51
A-34	38.7	4.3	43	55	4.3	59
A-36	81	9	90	115.1	9	124
A-37	54	6	60	76.7	6	83
A-57	18	2	20	25.5	2	28
A-59	9.9	1.1	11	14	1.1	15
A-60	53.1	5.9	59	75.4	5.9	81
A-61	47.7	5.3	53	67.7	5.3	73
A-67	4.5	0.5	5	6.3	0.5	7
A-74	13.5	1.5	15	19.1	1.5	21
A-76	22.5	2.5	25	31.9	2.5	34
A-80	27	3	30	38.3	3	41
A-86	27	3	30	38.3	3	41
A-87	18	2	20	25.5	2	28
A-88	33.3	3.7	37	47.3	3.7	51
A-89	29.7	3.3	33	42.2	3.3	46
A-90	18	2	20	25.5	2	28
A-91	18.9	1.1	21	26.8	1.1	28
A-92	32.4	3.6	36	46	3.6	50
A-93	14.4	1.6	16	20.4	1.6	22
A-94	24.3	2.7	27	34.5	2.7	37
A-95	19.8	2.2	22	28.1	2.2	30
A-99	27	3	30	28.3	3	41

CUADRO N° 10

Cargas en hora de punta de las Subestaciones de los Sectores Residencial y Alumbrado Público, de la tema 0-343.

Subestación (código)	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
	Sector Residencial 90% (kW.)	Alumbr. Público 10% (kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residenc. (kW.)	Sector Alumbrado Público (kW.)	Carga Total (kW.)
B-1	9	1	10	12.7	1	14
B-4	15.3	1.7	17	21.7	1.7	23
B-5	29.7	3.3	33	42.2	3.3	46
B-8	129.6	14.4	144	184.2	14.4	199
B-10	24.3	2.7	27	34.5	2.7	37
B-11	61.2	6.8	68	86.9	6.8	94
B-12	93.6	10.4	104	133	10.4	143
B-13	82.8	9.2	92	117.6	9.2	127
B-14	85.5	9.5	95	121.5	9.5	131
B-15	15.3	1.7	17	21.7	1.7	23
B-16	78.3	8.7	87	111.2	8.7	120
B-18	28.8	3.2	32	40.9	3.2	44
B-23	64.8	7.2	72	92.1	7.2	99
B-25	108	12	120	153.5	12	166
B-26	71.1	7.9	79	101	7.9	109

Subestación (código)	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
	Sector Residencial 90% (kW.)	Sector Alumb. Público 10% (kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residencial (kW.)	Sector Alumbrado Público (kW.)	Carga Total (kW.)
B-27	111.6	12.4	124	158.6	12.4	171
B-28	74.7	8.3	83	106.1	8.3	114
B-30	84.6	9.4	94	120.2	9.4	130
B-31	62.1	6.9	69	88.2	6.9	95
B-32	76.5	8.5	85	108.7	8.5	117
B-35	82.8	9.2	92	117.6	9.2	127
B-36	60.3	6.7	67	85.7	6.7	92
B-38	59.4	6.6	66	84.4	6.6	91
B-39	36.9	4.1	41	52.4	4.1	57
B-40	18.9	1.1	21	26.8	1.1	28
B-41	9	1	10	12.7	1	14
B-42	27	3	30	38.3	3	41
B-46	26.1	2.9	29	37	2.9	40
B-47	9	1	10	12.7	1	14
B-48	4.5	0.5	5	6.3	0.5	7
B-49	4.5	0.5	5	6.3	0.5	7
B-50	4.5	0.5	5	6.3	0.5	7
B-51	27	3	30	38.3	3	41
B-52	36.9	4.1	41	52.4	4.1	57
B-53	18	2	20	25.5	2	28
B-54	37.8	4.2	42	53.7	4.2	58
B-55	36	4	40	51.1	4	55
B-56	32.4	3.6	36	46	3.6	50
B-57	39.6	4.4	44	56.2	4.4	61
B-58	31.5	3.5	35	44.7	3.5	48
B-60	54	6	60	76.7	6	83

Subestación (código)	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
	Sector Residencial 90% (kW.)	Sector Alumbr. Público 10% (kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residencial (kW.)	Sector Alumbr. Público (kW.)	Carga Total (kW)
B-61	59.4	6.6	66	84.4	6.6	91
B-62	64.8	7.2	72	92.1	7.2	99
B-63	117	13	130	166	13	179
B-64	149.4	16.6	166	212.3	16.6	229
B-65	9	1	10	12.7	1	14
B-66	96.3	10.7	107	136.8	10.7	148
B-67	48.6	5.4	54	69	5.4	74
B-68	41.4	4.6	46	58.8	4.6	63
B-69	42.3	4.7	47	60.1	4.7	65
B-70	18	2	20	25.5	2	28
B-71	9	1	10	12.7	1	14

CUADRO Nº 11

Cargas en hora de punta de las Subestaciones de los Sectores Residencial y Alumbrado Público, de la tema 0-243

Subestación (código)	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
	Sector Residencial 90% (kW.)	Sector Alumbr. Público 10%(kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residencial (kW.)	Sector Alumbrado Público (kW.)	Carga Total (kW.)
C-1	14.4	1.6	16	20.4	1.6	22
C-2	3.6	0.4	4	5.1	0.4	6
C-3	9.9	1.1	11	14	1.1	15
C-4	47.7	5.3	53	67.7	5.3	73
C-6	45.9	5.1	51	65.2	5.1	70
C-15	33.3	3.7	37	47.3	3.7	51
C-16	54	6	60	76.7	6	83
C-21	77.4	8.6	86	110	8.6	119
C-22	15.3	1.7	17	21.7	1.7	23
C-24	20.7	2.3	23	29.4	2.3	32
C-25	61.2	6.8	68	86.9	6.8	94
C-28	59.4	6.6	66	84.4	6.6	91
C-30	225	25	250	319.8	25	345
C-31	12.6	1.4	14	17.9	1.4	19
C-32	41.4	4.6	46	58.8	4.6	63
C-34	75.6	8.4	84	107.4	8.4	116

Subestación (código)	CARGAS AÑO 1984			CARGAS PROYECTADAS AÑO 1989		
	Sector Residencial 90% (kW.)	Sector Alumbr. Público 10% (kW.)	Carga Total (kW.)	Sector Residencial (kW.)	Sector Alumbr. Público (kW.)	Carga Total (kW.)
C-35	9.9	1.1	11	14	1.1	15
C-36	18	2	20	25.5	2	28
C-37	30.6	3.4	34	43.4	3.4	47
C-39	71.1	7.9	79	101	7.9	109
C-43	71.1	7.9	79	101	7.9	109
C-44	18	2	20	25.5	2	28
C-45	18	2	20	25.5	2	28
C-50	12.6	1.4	14	17.9	1.4	19
C-51	9	1	10	12.7	1	14
C-52	99	11	110	140.7	11	152
C-53	45	5	50	63.9	5	69

yección como en el caso de la carga tipo Residencial.

Actualmente las cargas tipo Comercial, que se encuentran en el centro de la ciudad, tienden a crecer en mayor porcentaje que el tipo residencial por lo que tomamos como porcentaje de aumento estimado en las horas de punta (18.00 - 19.00 horas) de la carga comercial para el año 1989, de 50% con respecto a la carga del año 1984.

Entonces las Sub-estaciones que tienen cargas tipo comercial tendrán un aumento de carga en hora de punta (18.00 - 19.00 horas) para el año 1989 del 50%, lo cual aparece en el Cuadro No. 12 y en los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6.

Como las cargas en hora de punta para el año 1989 coinciden con la hora de Máxima Demanda de estas sub-estaciones según los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6 en algunos casos sobrepasan la potencia instalada, por lo que tendrá que cambiarse el Transformador instalado por otro de mayor potencia, cuando así se requiera, o pasar cargas a alguna Sub-Estación cercana descargada.

c. Sub-estaciones con carga tipo Industrial

Igual que en el caso anterior, no hay datos históricos que sirvan para hacer una proyección de la Máxima Demanda en este tipo de carga.

Se ha considerado un aumento de carga en hora de punta (18.00 a 19.00 horas) para el año 1989 del 50%, tomando en cuenta las exoneraciones tributarias que tienen las Industrias en las ciudades fronterizas.

Las proyecciones de las cargas en hora de punta (18.00 a

CUADRO Nº 12

Cargas en hora de punta de las Subestaciones del Sector Comercial.

Subestación (Código)	Carga Año 1984 (kW.)	Carga Proyectada Año 1989 (kW.)
B-20	128	192
B-21	68	102
B-22	73	110
B-24	35	53
C-38	131	197
C-40	65	99
C-41	20	30
C-42	124	186
C-46	65	98
C-47	296	444

19.00 horas) para el año 1989, de las sub-estaciones con carga tipo Industrial, aparecen en el Cuadro No. 13 y en los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6.

En la mayoría de las Sub-estaciones con carga tipo Industrial su hora de punta no es entre las 18.00 a 19.00 horas, que es la hora de punta del total de cargas en la ciudad de Tacna, debido a - que tienen un solo turno de trabajo (07.00 a 15.00 horas, ó 08.00 - a 16.00 horas). Por este motivo, este tipo de carga tiene poca incidencia en la hora de Máxima Demanda que nos interesa (18.00 a 19.00 Horas).

Este tipo de Sub-estaciones son de uso exclusivo y su aumento de Potencia será previsto por los interesados.

d. Sub-estaciones con cargas de alumbrado Público y -
Sub-estaciones con cargas de uso general (servic.)

En la ciudad de Tacna existen sub-estaciones que tienen como carga solo alumbrado público, como en el caso de las Sub-estaciones de alumbrado público del Parque Industrial de Tacna y de la Avenida Panamericana Sur.

Así mismo existen sub-estaciones que alimentan cargas constantes como son los pozos de SEDAPAL. A este tipo de cargas, les denominamos de uso general.

Las cargas en hora de punta (18.00-19.00 horas) de las Sub-estaciones que alimentan a cargas de alumbrado público y las Sub-estaciones de uso general, se mantendrán constantes para el año 1989, lo cual se muestra en el Cuadro No. 14 y en los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6.

CUADRO N^o. 13

CARGAS EN HORA DE PUNTA DE LAS SUB-ESTACIONES-
DEL SECTOR INDUSTRIAL

Subestación (Código)	Carga Año 1984 (kW)	Carga Proyectada Año 1989 (kW)
A-47	154	231
A-49	25	38
A-51	336	504

CUADRO N° 14

Cargas en hora de punta de las Subestaciones de los Sectores Alumbrado Público y Usos Generales.

Subestación (Código)	Carga Proyectada Año 1987 (kW.)	Subestación (Código)	Carga Proyectada Año 1987 (kW.)
A-1	5	A-52	6
A-2	10	A-53	4
A-6	22	A-54	5
A-12	10	A-55	2
A-18	10	A-56	10
A-19	10	A-58	10
A-23	10	A-62	20
A-25	50	A-63	100
A-35	15	A-64	20
A-38	10	A-65	100
A-41	5	A-68	100
A-42	15	A-71	10
A-43	29	A-72	10
A-45	10	A-73	10
A-46	20	A-75	10
A-48	10	A-77	8
A-50	6	A-78	150

Subestación (Código)	Carga Proyectada Año 1989 (kW.)	Subestación (Código)	Carga Proyectada Año 1989 (kW.)
A-96	15	C-7	20
B-2	60	C-8	20
B-3	100	C-9	18
B-6	29	C-10	18
B-7	33	C-12	18
B-9	130	C-13	18
B-19	50	C-18	20
B-29	5	C-23	18
B-33	10	C-26	17
B-34	10	C-27	20
B-37	20	C-29	15
B-43	10	C-48	50
B-44	150	C-49	2
B-59	5	C-54	10

Las cargas para el año 1989 no serán mayores a las potencias instaladas en las sub-estaciones, por lo que no habrá necesidad de aumentos de potencia instalada.

2.7. SUMATORIA DE LAS CARGAS EN HORA DE PUNTA- DE LAS SUB-ESTACIONES EN LA CIUDAD PARA EL AÑO 1989

De los Cuadros Nos. 9, 10, 11, 12, 13 y 14; y/o de los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6, se suman todas las cargas en hora de punta (18.00 a 19.00 horas), para el año 1989 de las Sub-estaciones, obteniendo un total de 12.463 MW, lo cual es bastante aproximado a la Demanda Máxima de potencia en hora de punta (18.00 a 19.00 horas) proyectada para el año 1989 en el Centro de Transformación de "Para", que es de 12.2143 MW.

Esto nos confirma que los porcentajes asumidos de aumento de carga son bastante aproximados a los que se obtendrían si se tuvieran datos históricos, y se pudieran proyectar todos los tipos de carga.

2.8. VERIFICACION DE LA TOPOLOGIA DE LAS REDES

2.8.1. Cálculos de Caída de Tensión:

Para poder saber como estarán operando las redes de 10 kV en el año 1989 necesitamos realizar cálculos de caída de tensión y capacidades de corriente en los conductores; y según éstos cálculos realizar los cambios necesarios para que el sistema trabaje en forma más óptima.

De los Diagramas Topológicos Nos. 4, 5 y 6 con las Demandas Máximas proyectadas para el año 1989, determinamos las caídas de tensión más desfavorables de cada una de las temas. Estos cálculos figuran en el Anexo II.

Para estos cálculos se han usado las pautas y fórmulas siguientes:

$$1. \quad L = 3.28 \left(0.1404 \times \log 10 \frac{DMG}{r} + K \right) 10^{-3}$$

donde:

DMG = (Distancia Interaxial efectiva entre conduct. en mm)

r = radio de conductor en mm

K = constante dependiente del número de hilos del conductor desnudo.

<u>Nº de hilos</u>	<u>"K"</u>
7 kilos	0.0195
19 kilos	0.0169
37 kilos	0.0161

$$2. \quad R_{50^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} (1 + \alpha \Delta T)$$

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

donde:

R = resistencia del conductor (ohm/km)

ΔT = Diferencia de temperaturas inicial y final

α = coeficiente térmico de resistencia de Cu

$$\alpha = 0.00382 \text{ (Cu duro, diámetro mayor a 8.255 mm)}$$

$$\alpha = 0.00378 \text{ (Cu duro, diámetro menor a 8.255 mm)}$$

$$3. \quad X_L = 2\pi f L$$

donde:

X_L = reactancia inductiva de la línea (ohm/km)

f = frecuencia del sistema (ciclos/seg)

L = Inductancia de la línea (ohm/km)

$$4. \quad \text{F.C.T.}_{3\phi} = R_{50^\circ\text{C}} + X_L \tan \phi$$

donde:

$\text{F.C.T.}_{3\phi}$ = Factor de caída de tensión trifásico

ϕ = ángulo del factor de potencia.

Factor de potencia = 0.9 en atraso.

$$5. \quad \text{DMG} = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3}$$

donde:

DMG = Distancia interaxial efectiva entre conductores.

2.8.2 Conclusiones basadas en los resultados de cálculo de caída de Tensión

De los cálculos de caída de Tensión realizados, deducimos que no es posible conseguir un porcentaje de caída de Tensión como máximo de 3.5%. Tal como lo indica el Código Nacional de Electricidad Tomo IV, ni así se diseñe con el conductor de Cu. desnudo de mayor sección.

Sería necesario proyectar uno o más centros de transformación, de tal manera que los circuitos a 10 kV. sean de menor longitud y tengan menos carga, pero ésto es un estudio especial que se le fuera del ámbito del tema del presente trabajo.

De acuerdo al cálculo de capacidades de corriente en las troncales, se realizarán los cambios que se requieran para que éstas trabajen en su capacidad normal.

2.8.3 Cálculo de capacidades de corriente de las troncales de las Termas 0-242, 0-243 y 0-343

De los digramas topológicos N° 4, 5 y 6 hallamos para el año 1989 las cargas de cada Terna :

0-242	-----	4.327 MW.
0-243	-----	3.143 MW.
0-343	-----	5.076 MW.

las cuales convertidas en amperios, serían :

0-242	-----	277 Anp.
0-243	-----	201 Anp.
0-343	-----	326 Anp.

2.8.4 Redistribución de Cargas :

Se encuentra instalado en las Troncales de las 03 Ternas, el conductor de Cu. desnudo calibre 1/0 AWG, cuya capacidad de corriente es 291 Amp. a 75° C, por lo que la Troncal de la Terna 0-343 estaría sobrecargada.

Para resolver este problema, se pasa cierta cantidad de carga de la Terna 0-343 a la Terna 0-243, que es la que menos carga tiene.

Esta cantidad de carga es la sumatoria de las cargas en hora de punta (18.00 a 19.00 horas) de las Subestaciones que se encuentran en la derivación de la calle Patricio Meléndez desde la Avenida A.B. Leguía, hasta el Cuartel Las Vilcas.

Alimentando esta derivación con la Terna 0-243, y no con la Terna 0-343, como se encuentra actualmente, tenemos las siguientes cantidades de corriente

0-242	-----	277	Amp.
0-243	-----	258	Amp.
0-343	-----	269	Amp.

De esta manera los conductores de las Troncales de las 03 Ternas estarían operando en las horas de punta (18.00 a 19.00 hrs.) con corrientes menores que su máxima capacidad de corriente admisible.

IIII

CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA

3.1. GENERALIDADES

Al ocurrir una falla, se producen corrientes de cortocircuito, que tienen 02 componentes, según como se muestra en la Figura No.2.

La componente alterna de la corriente de cortocircuito, que empieza con un valor que depende de la reactancia subtransitoria del generador (corriente subtransitoria de cortocircuito), después de algunos períodos disminuye hasta un valor que depende de la reactancia transitoria (corriente transitoria de cortocircuito); y finalmente decrece hasta adquirir su valor estacionario, que le llamamos corriente permanente de cortocircuito, la cual depende de la reactancia sincrónica del generador .

La componente continua, superpuesta a la componente alterna, cuyo valor inicial equivale al valor de cresta de la corriente alterna en el instante $t = 0$, y provoca la asimetría de la corriente de cortocircuito, desapareciendo luego de algunos períodos.

Esta forma de corriente de cortocircuito se cumple ante una falla producida en los bornes del generador, y a una distancia - no muy grande del mismo. Cuando la falla se produce en un lugar alej

- (a) Corriente inicial Subtransitorio de cortocircuito i_k'
- (b) Impulso de corriente de cortocircuito i_k

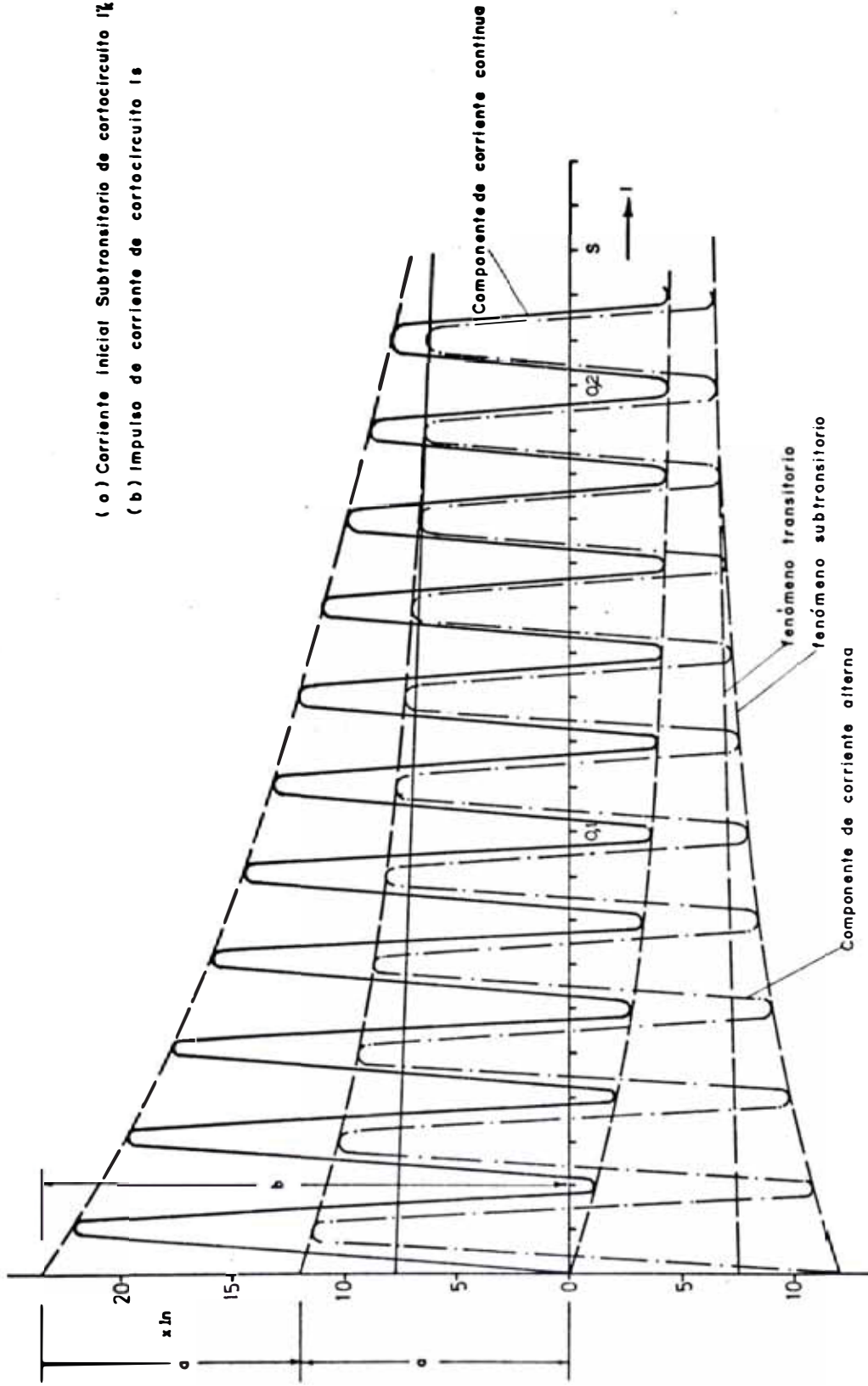


FIG. N° 2

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS BORNES
DE UN GENERADOR

do del generador, como es el caso de nuestro sistema a 10 kV, las impedancias de éste pierden su papel preponderante ante las impedancias de la red y el valor inicial de la corriente de cortocircuito no difiere apreciablemente del valor estacionario final.

Por este motivo realizaremos cálculos de corriente de cortocircuito permanente para la coordinación de los relés y fusibles.

Además de la corriente permanente consideraremos la corriente de cortocircuito de choque (Anexo III), que es el valor máximo instantáneo de corriente de cortocircuito, y nos determina las exigencias dinámicas de los componentes del sistema.

También consideraremos la corriente de cortocircuito eficaz-media (Anexo IV), que junto con el tiempo que dure el cortocircuito nos determina las exigencias térmicas de los componentes del sistema.

Para el cálculo de corrientes de cortocircuito permanente, - primero definimos que tipo o tipos de falla deseamos proteger en fono selectiva.

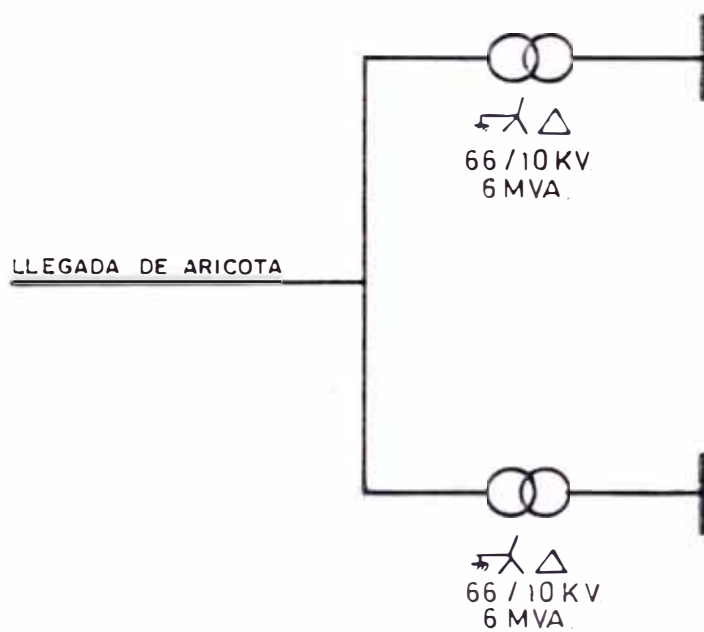
Esto crea la necesidad de hacer un análisis, de como se comportaría nuestro Sistema de Distribución a 10 kV., durante la ocurrencia de una falla.

El Sistema de Distribución a 10 kV., en la ciudad de Tacno es radial, conexión Δ , neutro aislado. En la Figura N° 3 se muestra el diagrama unifilar del Centro de Transformación de "Para", indicando el tipo de conexión de los transformadores.

De acuerdo a la Teoría de fallos simétricos y asimétricos este Sistema ante una falla, se comportaría de la siguiente manera:

FIGURA N° 3

DIAGRAMA UNIFILAR DEL CENTRO DE TRANSFORMACION DE "PARA"



a. Falla Monofásica a Tierra

Si se produce una falla monofásica a tierra la corriente de falla sería :

$$I_{cc} 1 \varnothing = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

donde :

E = Tensión de fase a neutro

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa

Z_0 = Impedancia de secuencia cero

Como es un Sistema de neutro aislado, Z_0 es muy grande (Incluye la resistencia de falla y la impedancia capacitiva).

La resistencia de falla está compuesta por la resistencia de arco y la resistencia de tierra.

Nuestro Sistema de Distribución a 10 kV. es aereo , y en el caso de un conductor roto la longitud del arco es variable, lo que quiere decir que la resistencia del arco a tierra no se puede calcular. Además la resistencia de tierra depende de la primera capa del terreno o lugar donde hace contacto el conductor, la cual puede ser concreto, lo cual puede hacer todavía más grande la resistencia de tierra.

Por estos motivos no es posible calcular la corriente de falla monofásica a tierra en forma teórica, y en base a estos cálculos que no son seguros, realizar una protección selectiva por tramos en cada ferna.

b. Falla Bifásica a Tierra :

Si se produce una falla Bifásica a Tierra, la corriente de falla sería :

$$I_{cc} \text{ 2 } \varnothing \text{ (tierra)} = \frac{\sqrt{3} E}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

$$I_{cc} \text{ 2 } \varnothing \text{ (tierra)} = \frac{\sqrt{3} E}{Z_1 + \frac{Z_2}{\frac{Z_2}{Z_0} + 1}}$$

Como es un Sistema con neutro aislado

$$Z_0 \gg Z_2$$

$$I_{cc} \text{ 2 } \varnothing \text{ (tierra)} = \frac{\sqrt{3} E}{Z_1 + Z_2} = I_{cc} \text{ 2 } \varnothing$$

o sea una falla Bifásica a Tierra, se comportaría igual que una Falla Bifásica Simple.

c. Falla Bifásica Simple :

Si se produce una falla Bifásica Simple, la corriente de falla sería :

$$I_{cc} \text{ 2 } \varnothing = \frac{\sqrt{3} E}{Z_1 + Z_2}$$

Nuestro Sistema a 10 kV., está alejado de los generadores (Central Aricota), por lo cual las impedancias de los generadores pierden su papel preponderante ante las impedancias de la red. Como en líneas y en transformadores $Z_1 = Z_2$, entonces consideramos para nuestros cálculos que $Z_1 = Z_2$, de lo cual obtenemos :

$$I_{cc \ 2 \ \phi} = \frac{\sqrt{3} \ E}{2 \ Z_1}$$

$$\text{Siendo : } I_{cc \ 3 \ \phi} = \frac{E}{Z_1}$$

$$I_{cc \ 2 \ \phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \ I_{cc \ 3 \ \phi}$$

$$I_{cc \ 2 \ \phi} = 0.865 \ I_{cc \ 3 \ \phi}$$

Del análisis anterior y teniendo en cuenta la protección existente concluimos :

Con respecto a la falla monofásica a tierra, actualmente el sistema cuenta con relés direccionales a tierra que dan una protección selectiva por terna. O sea que ante una falla monofásica a tierra, actúa el relé direccional a tierra de la terna fallada dando el mando para que abra el interruptor de dicha terna.

Esta protección, tiene el inconveniente de dejar fuera de servicio toda la terna en la cual se produce la falla monofásica a tierra, pero protege algo que no se puede valorizar, como es la vida de las personas.

Con respecto a las Fallas Bifásicas y Trifásicas, éstas nos darán los valores mínimos y máximos de corrientes de cortocircuito, que servirán para el ajuste de la protección selectiva por tramos.

Para calcular las corrientes de cortocircuito permanente - máximas y mínimas, necesitamos conocer las impedancias desde la Fuente hasta el inicio y final del tramo que deseamos proteger.

Con respecto a esto, contamos con el dato de corriente de cortocircuito trifásico en el lado de 66 kV. del Centro de Transformación de "Para". es cual es el siguiente :

$$I_{cc} \ 3 \ \phi = 635 \text{ Amp.}$$

Con este dato, y con los datos de impedancia de cortocircuito de los 02 transformadores del Centro de Transformación de "Para", calculamos la impedancia de la fuente detrás de las barras a 10 kV. del Centro de Transformación de "Para", y luego sumamos estos valores de impedancia, a los valores de impedancia de línea desde el Centro de Transformación, hasta el inicio y final del tramo que se desea proteger.

3.2. IMPEDANCIA DE LA FUENTE EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION :

Se tiene el dato de corriente de cortocircuito trifásico en las barras del lado de 66 kV. del Centro de Transformación.

$$I_{cc} \ 3 \ \phi = 635 \text{ Amp.}$$

Según esta corriente, la potencia de cortocircuito en barras de

66 kV. es de 73 MVA.

El valor de impedancia de la fuente detrás de las barras de 66 kV. es el siguiente:

$$Z_{3 \phi} = \frac{U_B^2}{N_k} \text{ ohm / fase}$$
$$Z_{3 \phi} = \frac{(66)^2}{73} = 59.671 \text{ ohm/fase}$$

(en el lado de 66 kV.)

Este valor reflejado en el lado de 10 kV. es:

$$Z_{3 \phi} = 1.3698 \text{ ohm/fase.}$$

Por otro lado, las impedancias de los 02 transformadores de salida son:

Transformador Delcrosa ----- 9.48%
Transformador Toshiba ----- 7.52%

Por lo tanto:

$$Z (\text{Transformador Delcrosa}) = \frac{9.48}{100} \times (10)^2 / 6 = 1.58 \text{ ohm.}$$

(lado de 10kV)

$$Z (\text{Transformador Toshiba}) = \frac{7.52}{100} \times \frac{10^2}{6} = 1.2533 \text{ ohm.}$$

(lado de 10 kV.)

En los Transformadores de regular potencia, la componente resistiva de la impedancia de cortocircuito es despreciable comparada con la componente reactiva, por lo cual tenemos:

$$Z_t (\text{Delcrosa}) = 1.58 \text{ J ohm.}$$

$$Z_{\uparrow} \text{ (Toshiba)} = 1.2533 \text{ J ohm.}$$

Quedando determinadas las impedancias de la fuente detrás de las barras a 10 kV., con los siguientes valores:

Barras 10 kV. Transformador Delcrosa:

$$Z = (1.3698 + 1.58) \text{ J} = 2.9498 \text{ J (ohm)}$$

Barras 10 kV. Transformador Toshiba:

$$Z = (1.3698 + 1.2533) \text{ J} = 2.6231 \text{ J (ohm)}$$

Del Transformador Delcrosa, sale la terna 0-343 .

Del Transformador Toshiba, salen las ternas 0-242 y 0-243.

3.3. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO Y BIFASICO:

Las corrientes de cortocircuito permanente máximas y mínimas que se necesitan para la coordinación selectiva de la protección, son las producidas en el inicio y final del tramo que se desea proteger, alejándose de la fuente.

Se han escogido lugares donde se instalarán los relés o fusibles de acuerdo a la importancia de las troncales y derivaciones, a las facilidades de maniobra y mantenimiento, y a la confiabilidad que se quiere obtener en la operación del Sistema a 10 kV. de la ciudad.

Tales lugares se indican en los diagramas Nos. 7, 8 y 9 - y en el Plano No. 1, codificándose de la siguiente manera:

En las troncales de cada terna, con un número (0, 1, 2, - 3, 4, 5, 6 y 7) comenzando desde "0", en el Centro de Transformación.

En el inicio de las derivaciones con un número y una letra, el número depende del tramo de la troncal desde donde se inicia la derivación, así por ejemplo, si es una derivación en el tramo después del lugar en la troncal codificada con "0", la codificación del inicio de dicha derivación será "0" y una letra.

En el Cuadro No. 15, se muestran las impedancias de líneas y en los Cuadros Nos. 16, 17 y 18, las impedancias máximas y mínimas; las corrientes de cortocircuito permanente producidas por Fallas Trifásicas y Bifásicas en esos lugares. Así mismo se muestran los datos de carga en hora de punta (18.00 a 19.00 horas), de las troncales y derivaciones de cada una de las ternas.

Con los datos de cortocircuito Trifásicos y Bifásicos, y de carga en hora de punta determinamos el ajuste de los relés de sobrecorriente y fusibles a usar; y la coordinación entre ellos.

DIAGRAMA N° 7

TERNA 0-242

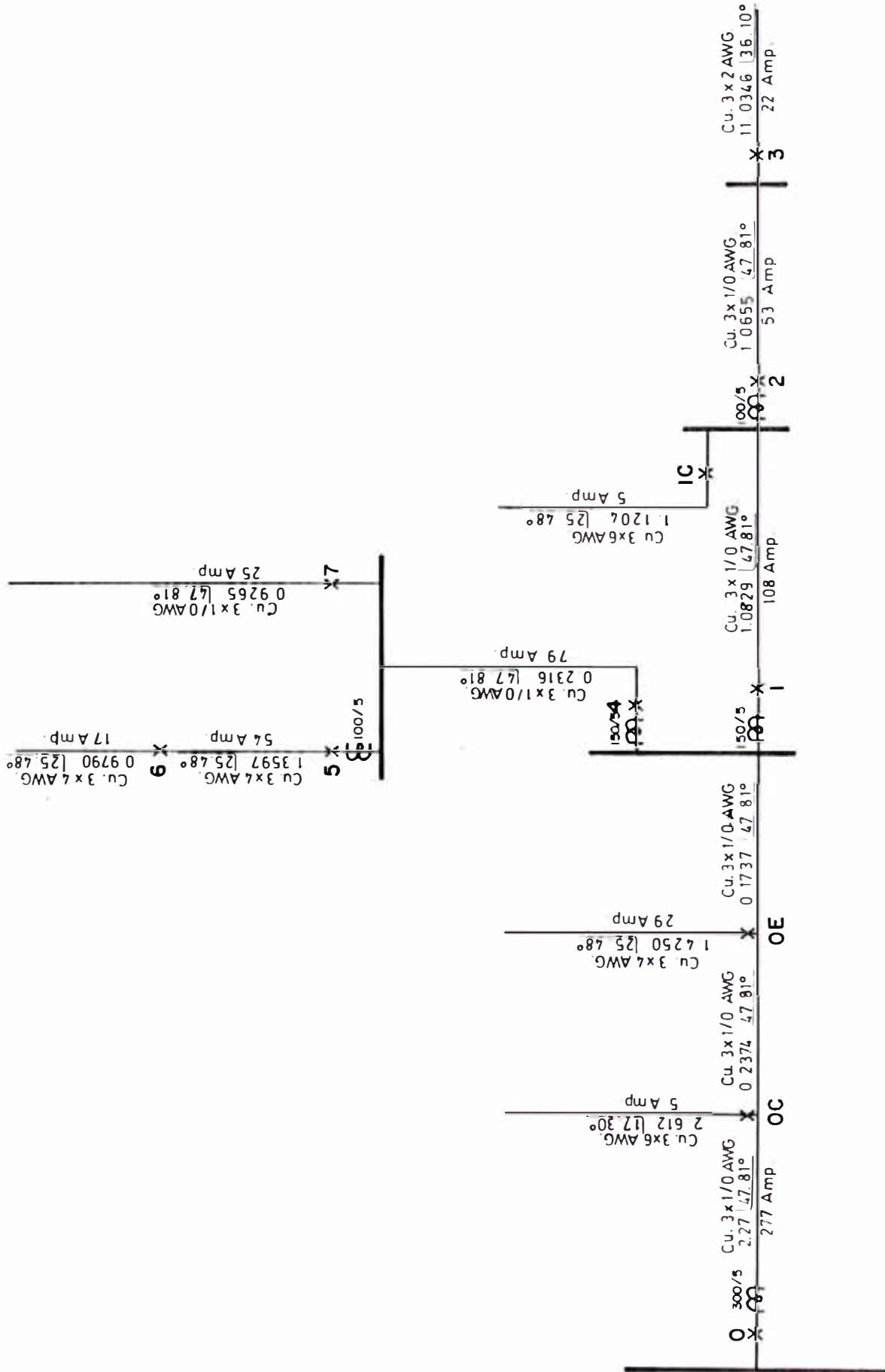


DIAGRAMA Nº 8

TERNA 0 - 243

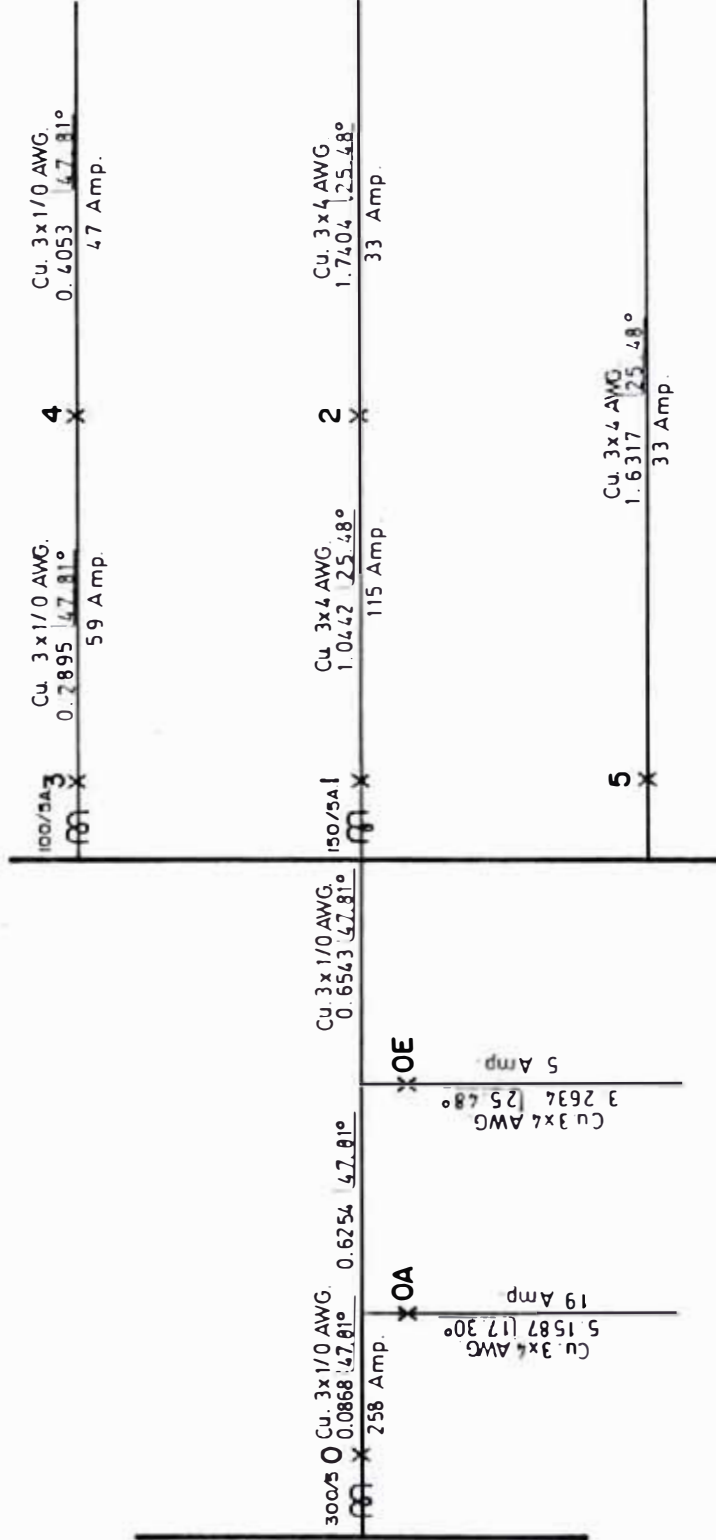
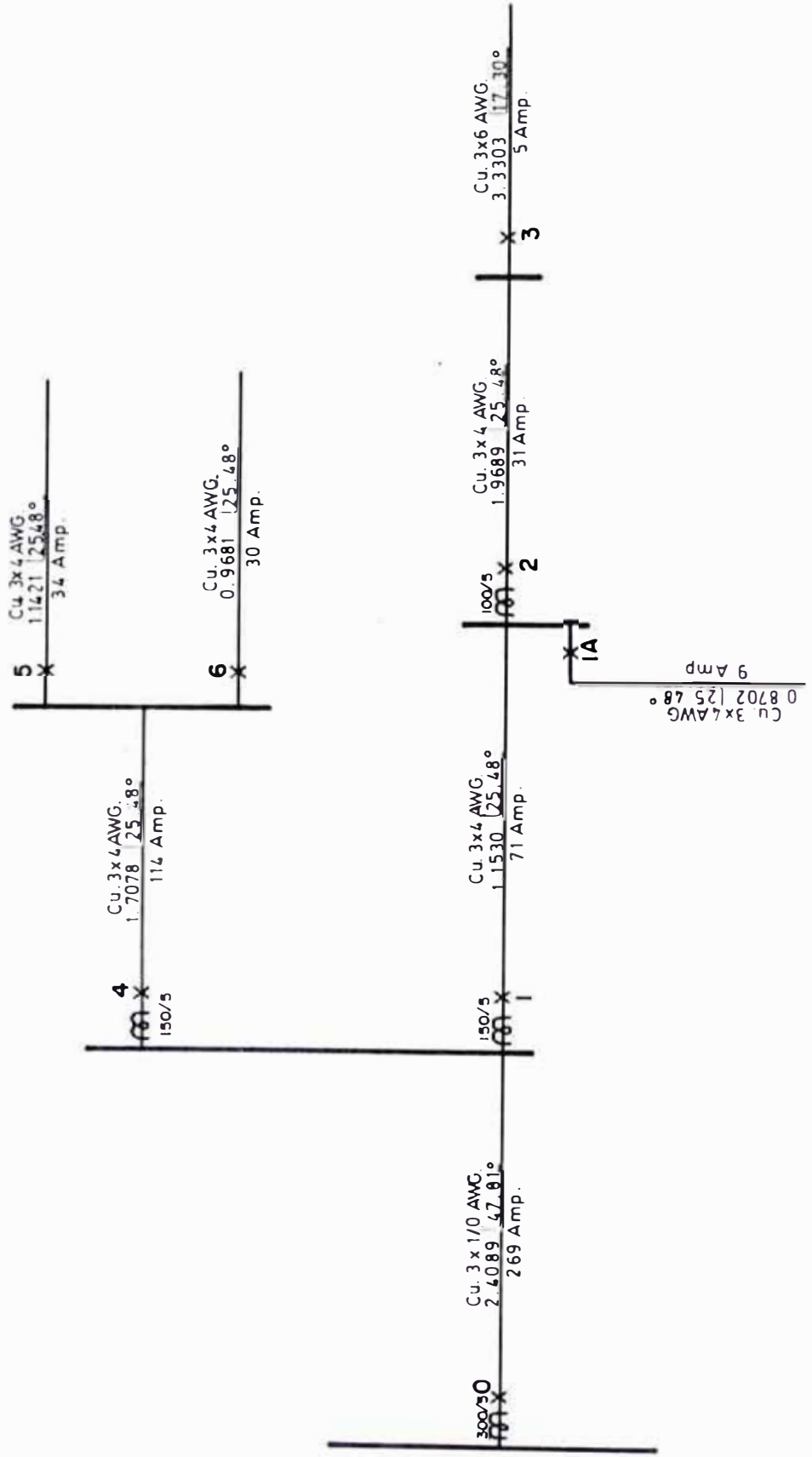


DIAGRAMA Nº 9

TERNA 0 - 343



CUADRO N° 15

Impedancias Unitarias de línea de los conductores usados en las Ternas del Sistema de Distribución a 10 kV. de la ciudad de Tacna.

Conductor de CU Calibre (AWG)	Impedancia (Ω /Km.)
8	2.5332 \angle <u>11.45</u> °
6	1.6325 \angle <u>17.30</u> °
4	1.0878 \angle <u>25.48</u> °
2	0.7647 \angle <u>36.10</u> °
1/0	0.5791 \angle <u>47.81</u> °

CUADRO N° 16 TERMINA 0-242

Ubicación (Código)	Impedancia (ohms)		Total Máxima	Corriente de Falla (A)		Corriente de Máxima Demanda (A)
	Mínima	Máxima		Máxima	Mínima	
0	2.623	4.948	4.948	2,203	1,010	277
OC	4.566	6.4785	6.4785	1,265	771	5
OE	4.786	5.8967	5.8967	1,207	847	29
1	4.948	5.973	5.973	1,168	837	108
2	5.973	6.998	6.998	967	714	53
3	6.998	17.584	17.584	825	284	22
4	4.948	5.165	5.165	1,168	967	79
5	5.165	6.239	6.239	1,118	801	54
6	6.239	7.073	7.073	926	706	17
7	5.165	6.045	6.045	1,118	827	25
1C	5.973	6.874	6.874	967	727	5

CUADRO Nº 17 - TERNA - 0243

Ubicación (Código)	Impedancia Total (Ohms)		Corriente de (A)		Corriente de Máxima Demanda (A)
	Mínima	Máxima	Máxima	Mínima	
0	2.623	3.7495	2,203	1,333	258
OA	2.6879	6.5312	2,150	765	19
OE	3.1867	5.6985	1,813	877	5
1	3.7495	4.4885	1,541	1,113	115
2	4.4885	5.9279	1,287	843	33
5	3.7495	4.9527	1,541	1,009	33
3	3.7495	4.0074	1,541	1,247	59
4	4.0074	4.3750	1,442	1,142	47

CUADRO N° 18 - TERMINA - 0343

Ubicación (Código)	Impedancia Total (Z_{im})		Corriente de Falla (A)		Corriente de Máxima(A) Demanda
	Mínima	Máxima	Máxima	Mínima	
0	2.949	5.003	1.960	999	269
1	5.003	5.867	1.155	852	71
2	5.867	7.524	985	664	31
3	7.524	10.390	768	481	5
4	5.003	6.316	1.155	791	114
5	6.316	7.286	915	686	34
6	6.316	7.135	915	700	30
1A	5.867	6.578	985	759	9

COORDINACION DE LA PROTECCION

4.1. GENERALIDADES

La topología de las redes de nuestro Sistema a 10 kV, se muestra en los diagramas topológicos Nos. 4, 5 y 6. En ellos se indican datos de cargas en hora de punta (18.00-19.00 horas) para el año 1989, en las troncales y derivaciones, así también de las sub-estaciones. Se indican además los calibres de los conductores aéreos instalados y por lo tanto se conocen las capacidades de éstos. En el Cuadro No. 19, aparecen las características principales de los conductores aéreos de cobre desnudo.

La protección la realizaremos en base a corrientes de cortocircuito trifásico y bifásico permanente, tal como se indica en el Capítulo III; y datos de carga en hora de punta (18.00 a 19.00 horas) para el año 1989 en las troncales y derivaciones. Esto para obtener un mayor rango de selectividad. Pero también necesitamos conocer las capacidades de corriente de los conductores aéreos instalados, para lograr un ajuste más apropiado de nuestra protección, especialmente de los relés. Además es necesario conocer las capacidades de los conductores para soportar las exigencias dinámicas y térmicas producidas por las corrientes de cortocircuito.

CUADRO No. 119

CORRIENTES ADMISIBLES EN CONDUCTORES DE COBRE

Temperatura Ambiente : 30°C

Temperatura alcanzada por el conductor : 75° C

Velocidad transversal del viento : 2 km/hora

Calibre AWG	Sección mm ²	Corriente (Amperios)
6	13.30	119
4	21.15	161
2	33.63	217
1	42.41	251
1/0	53.48	291
2/0	67.43	338
3/0	85.03	392
4/0	107.20	457

Factores de corrección para Temperatura Ambiente dife-
rente a 30°C

25° C	30° C	35° C	40° C	45° C	50° C
1.06	1	0.94	0.89	0.82	0.76

En el caso de las exigencias dinámicas que dependen de la corriente de choque, es una característica que interesa para especificar los conductores, por lo cual su aplicación se reduce a la elección del conductor, de acuerdo al nivel de cortocircuito; pero es conveniente que la protección reduzca lo más que se pueda la duración de las fallas, ya que es factible disminuir los esfuerzos dinámicos con esquemas de protección rápida.

El caso de las exigencias térmicas es una característica ligada directamente con la protección en estudio, ya que depende del nivel de cortocircuito y del tiempo que dure la falla, lo cual tiene que ver con el tiempo en que va a actuar la protección. Las capacidades térmicas de cortocircuito de los conductores aéreos se muestran en el Anexo V. La protección la realizaremos por grupos.

Primero protección de sub-estaciones según las distintas capacidades existentes de éstas.

Luego la protección de derivaciones de acuerdo a las cargas en hora de punta (18.00 a 19.00 horas) para el año 1989; y su coordinación con la protección de las sub-estaciones, considerándolas por grupos de elementos protegidos, y no individualmente.

Por último la protección en las troncales por tramos, según corrientes de cortocircuito y cargas. Esta protección tiene que coordinar selectivamente entre si y con las derivaciones.

4.2. PROTECCION DE SUBESTACIONES

En la ciudad de Tacna el mayor porcentaje de sub-estaciones existentes son aéreas, con seccionadores tipo Cut-Out, en el lado primario. Las pocas sub-estaciones existentes tipo convencional y subterráneas, tienen también seccionadores tipo Cut-Out en la alimentación

del lado primario de los transformadores, además de su protección interna dentro de la Sub-estación convencional.

Como todas las sub-estaciones tienen seccionadores tipo Cut-Out, en el lado primario la coordinación de la protección se realizará con fusibles tipo expulsión en el lado primario y fusibles tipo NH en el lado secundario.

En la ciudad de Tacna hay sub-estaciones con transformadores de una gran variedad de potencias, siendo éstas las siguientes:

37.5, 50, 75, 80, 100, 160, 200, 250, 315 kVA

Para la protección en el lado primario se usarán fusibles de la marca KEARNEY o similares, cuyas curvas tiempo-corriente aparecen en los gráficos Nos. 8, 9, 10, 11, 12 y 13.

En el gráfico No. 14 aparecen las curvas de los fusibles tipo NH.

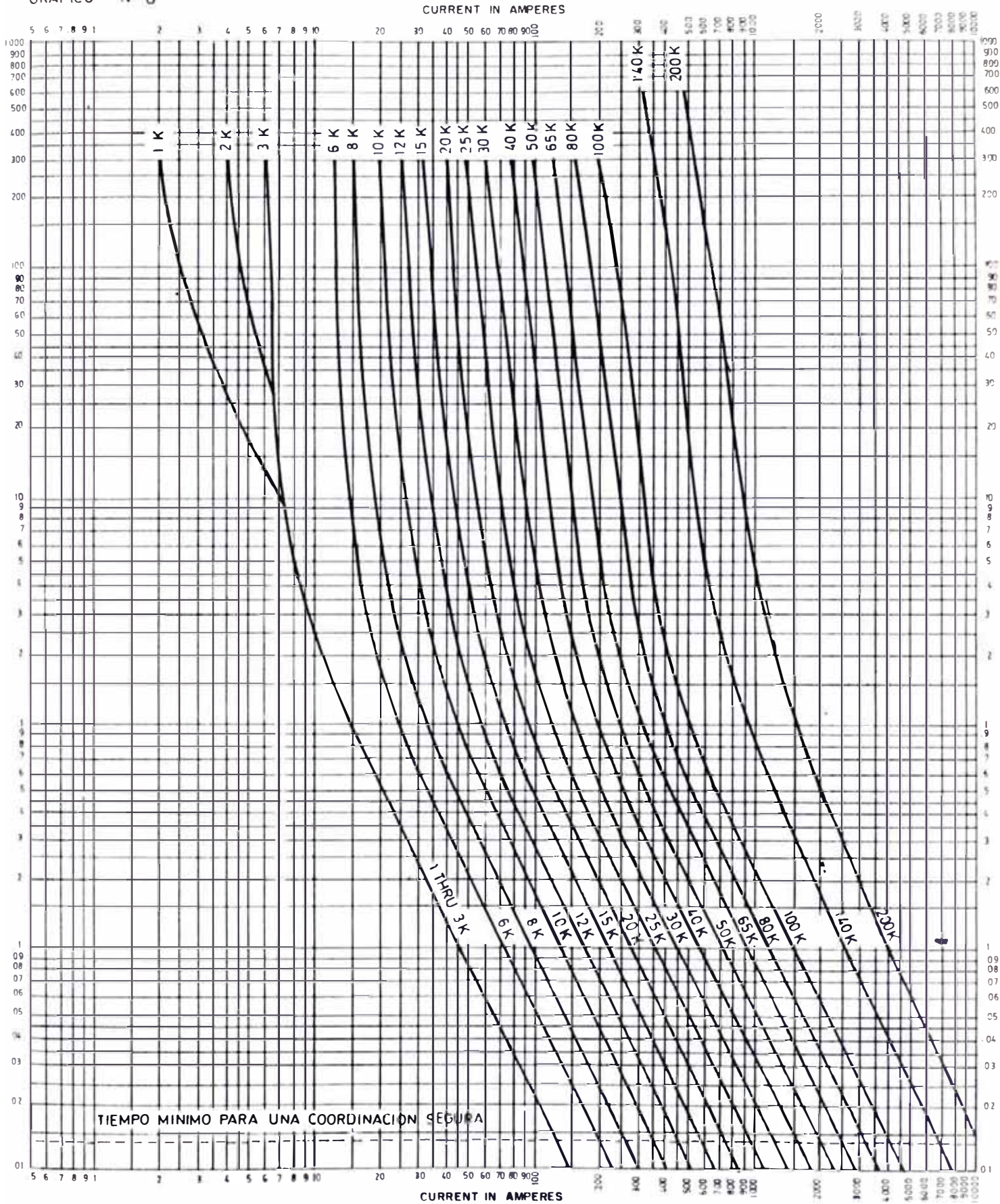
En la protección de transformadores, los fusibles en el lado primario deben cumplir las siguientes condiciones:

- Proteger al transformador contra sobrecargas.
- Proteger al transformador contra cortocircuitos.

Poder soportar la corriente de inserción de los transformadores, sin abrir innecesariamente.

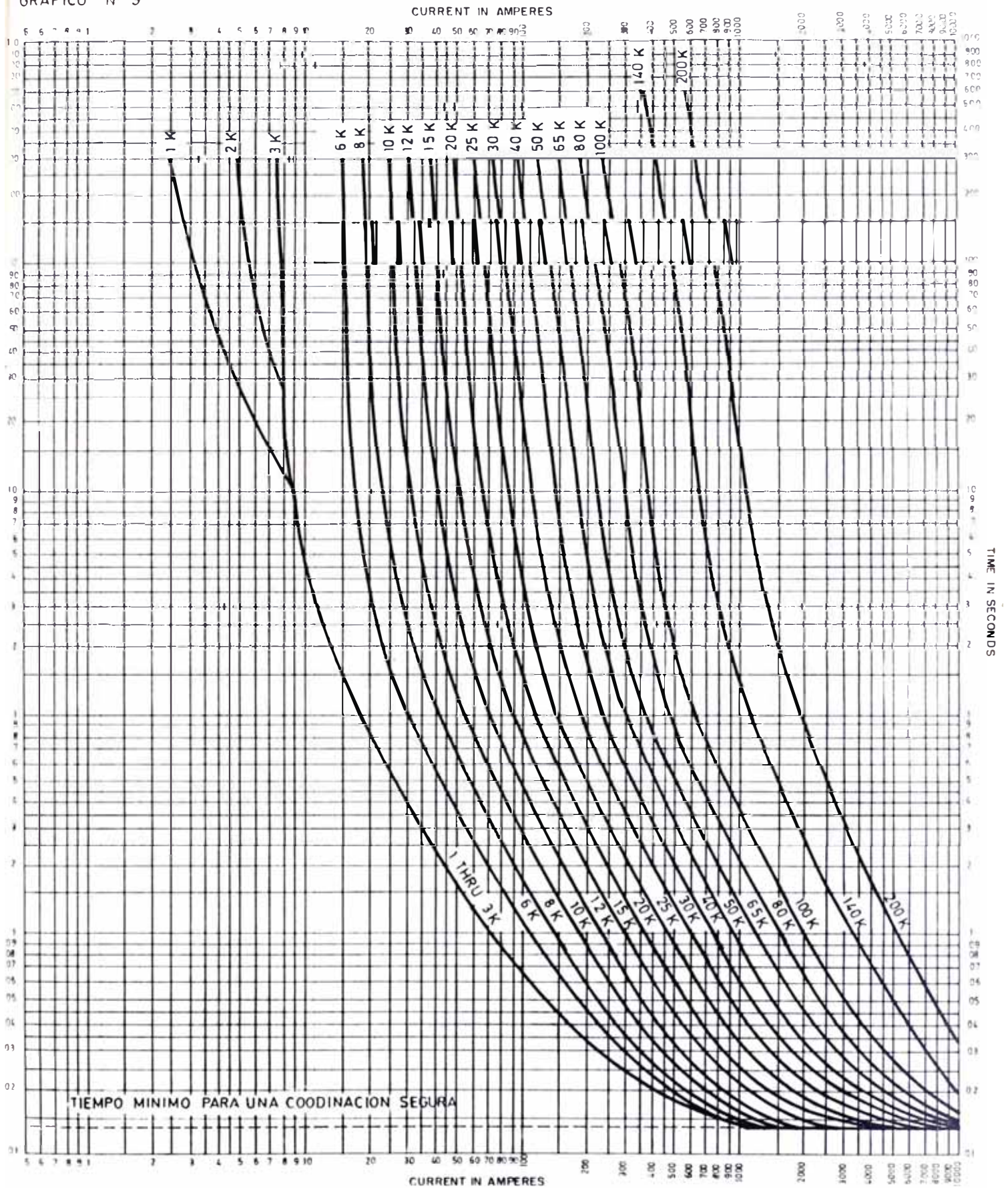
Entre los fusibles de la marca KEARNEY existen los tipos "X" y "KS", que cumplen estos tres requerimientos. El grado de protección proveído por el fusible depende de la ubicación de su curva de tiempo-corriente.

GRAFICO Nº 8



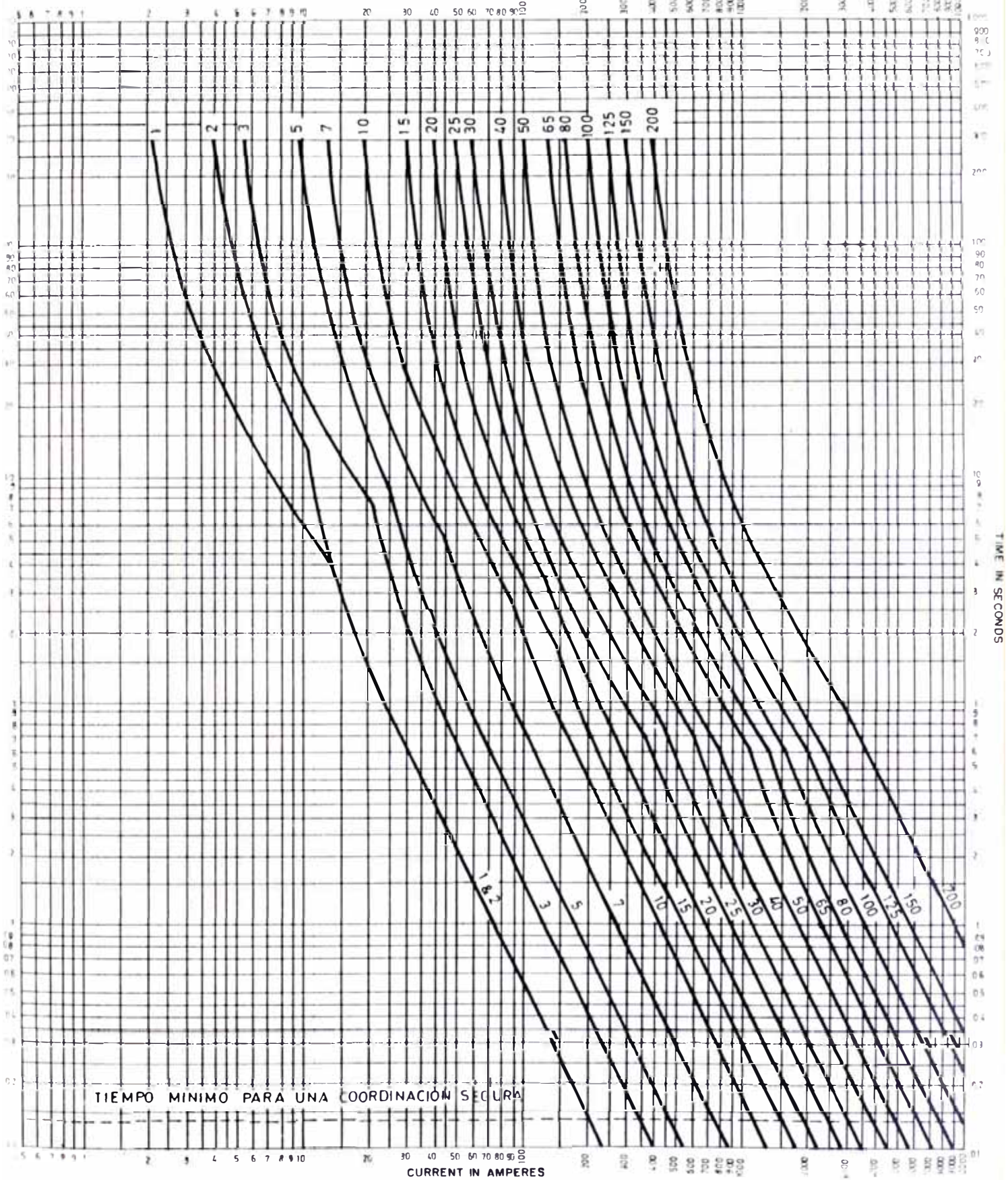
**CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE
LOS FUSIBLES KEARNEY TIPO "K"**

- TIEMPO MINIMO DE FUSION
- NORMA ANSI C 37.43



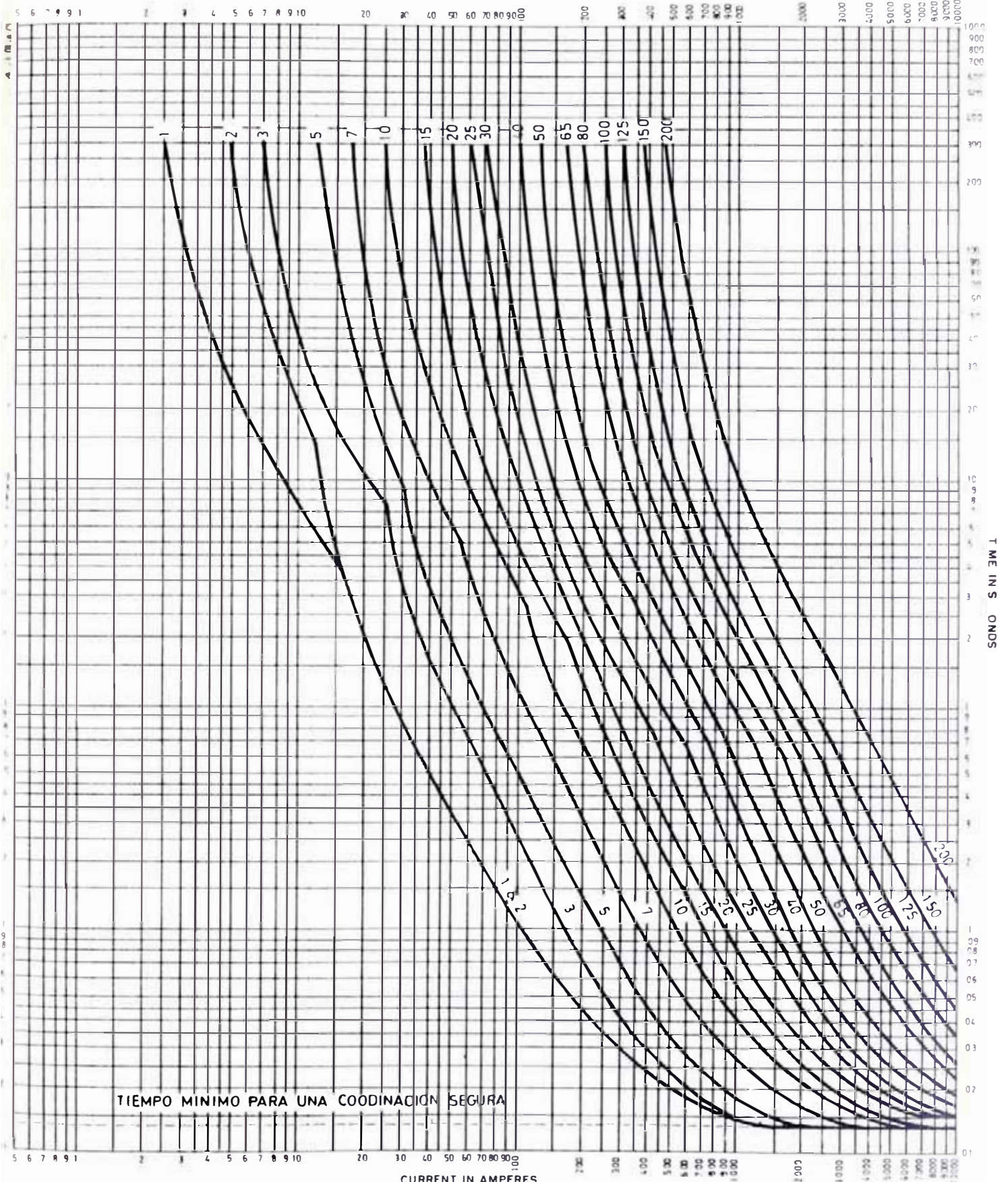
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS FUSIBLES KEARNEY TIPO "K"

- TIEMPO MAXIMODE FUSION
- NORMA ANSI C. 37. 43



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE DE LOS FUSIBLES KEARNEY TIPO "KS"

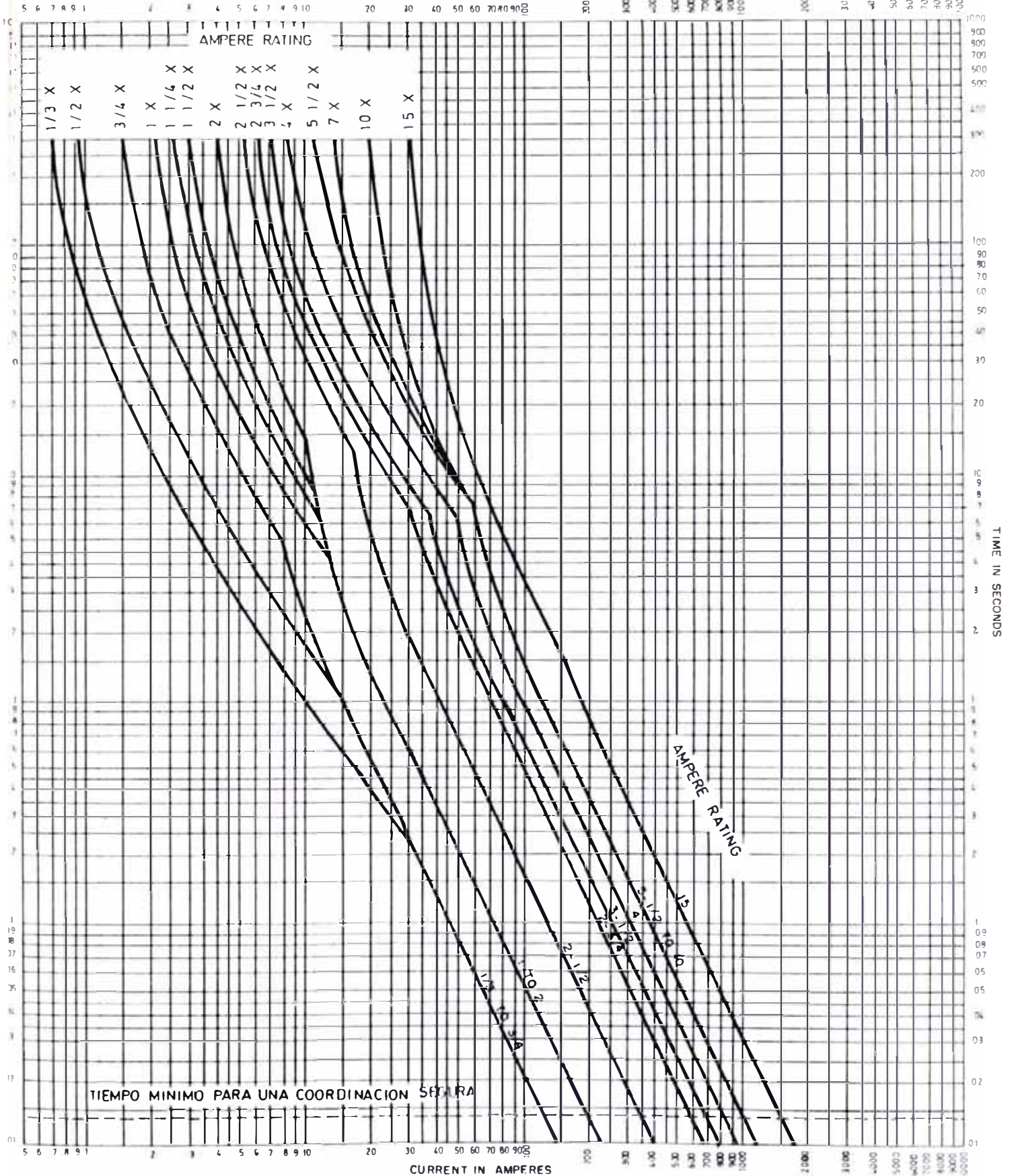
- TIEMPO MINIMO DE FUSION
- NORMA ANSI C 37. 43



TIEMPO MINIMO PARA UNA COODINACION SEGURA

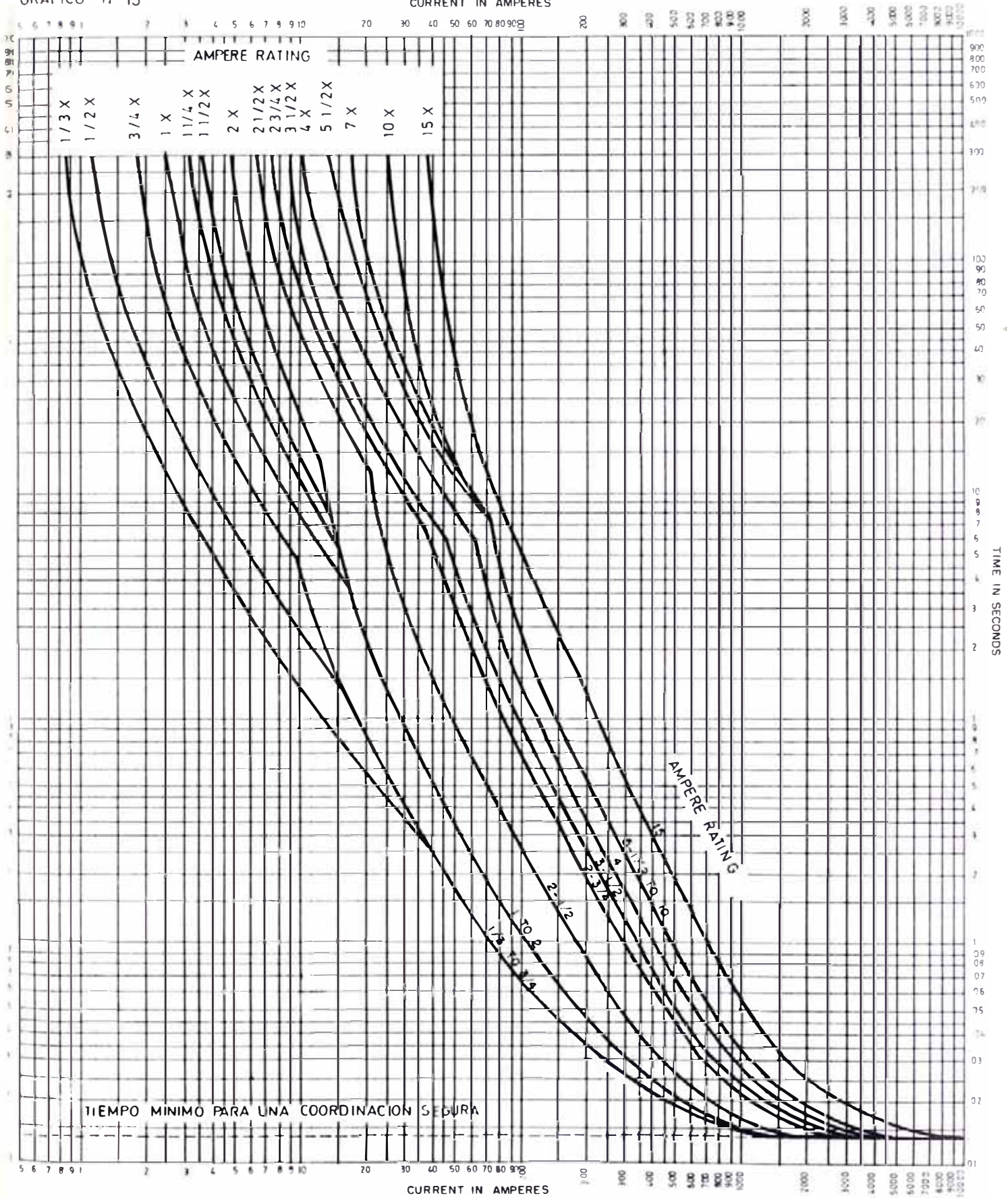
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS FUSIBLES KEARNEY TIPO "KS"

- TIEMPO MAXIMO DE FUSION
- NORMA ANSI C 37.43



**CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE DE
LOS FUSIBLES KEARNEY TIPO "X"**

- TIEMPO MINIMO DE FUSION
- NORMA ANSI C 37.43

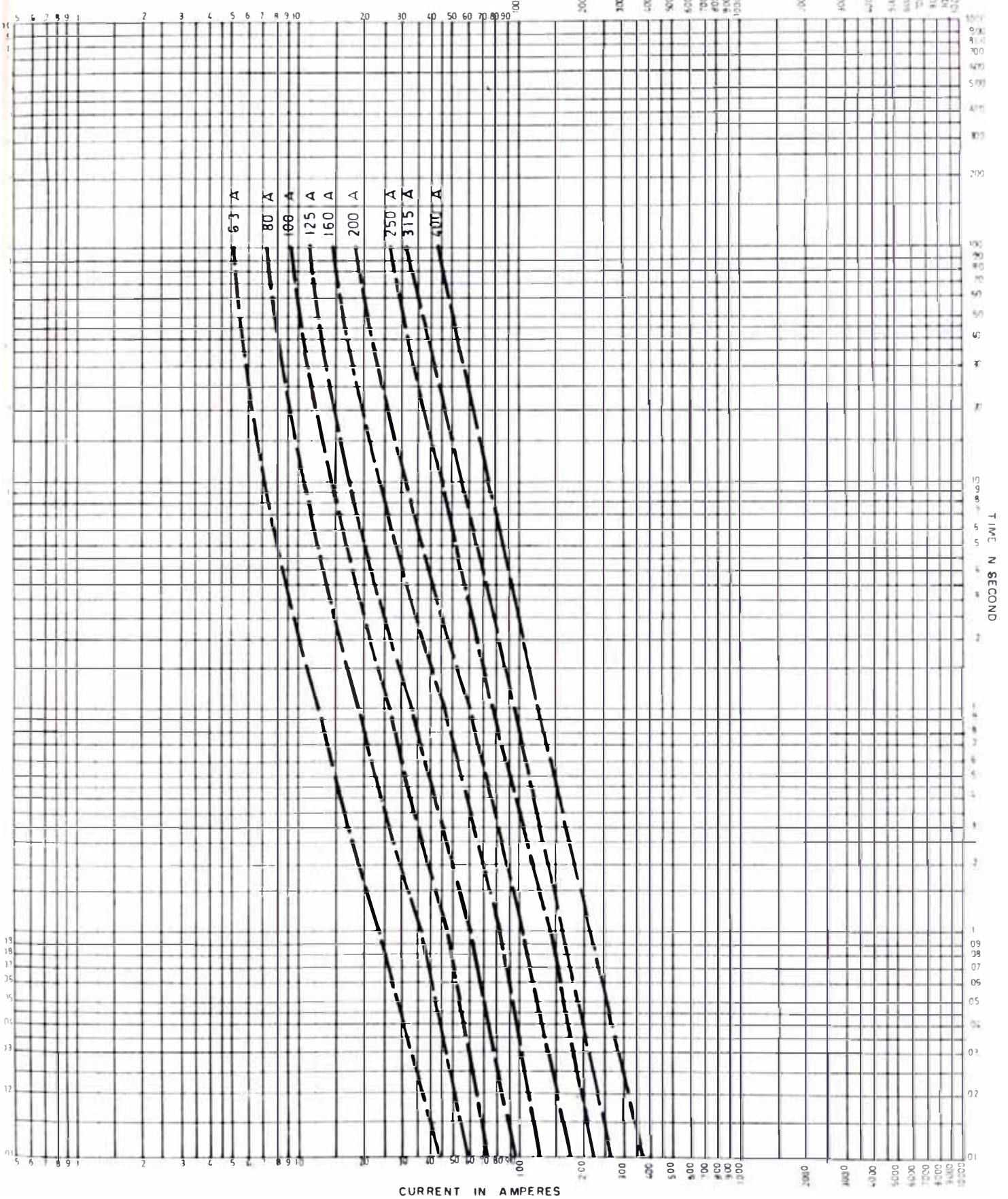


CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS FUSIBLES KEARNEY TIPO "X"

- TIEMPO MAXIMO DE FUSION
- NORMA ANSI C 37.43

GRAFICO N° 14

CURRENT IN AMPERES



CURVAS DE FUSIBLES TIPO NH DE BAJA TENSION

a. Protección contra sobrecarga:

Según la Norma ANSI C57.92 - 1,962, la curva de carga segura de un transformador con Impedancia de cortocircuito de 4%, se extiende desde 3 veces su corriente nominal a 300 segundos, hasta 25 veces su corriente nominal a 02 segundos. En el gráfico No. 15 se muestran las curvas de carga segura de los transformadores.

Para la protección contra sobrecargas es necesario que las curvas tiempo-corriente de mínimo tiempo de fusión de los fusibles que protegen los transformadores, se encuentren a la izquierda de estas curvas de carga segura de transformadores.

b. Corriente de inserción en los Transformadores

En el Anexo N° VI se hace una descripción de la corriente de inserción en los transformadores.

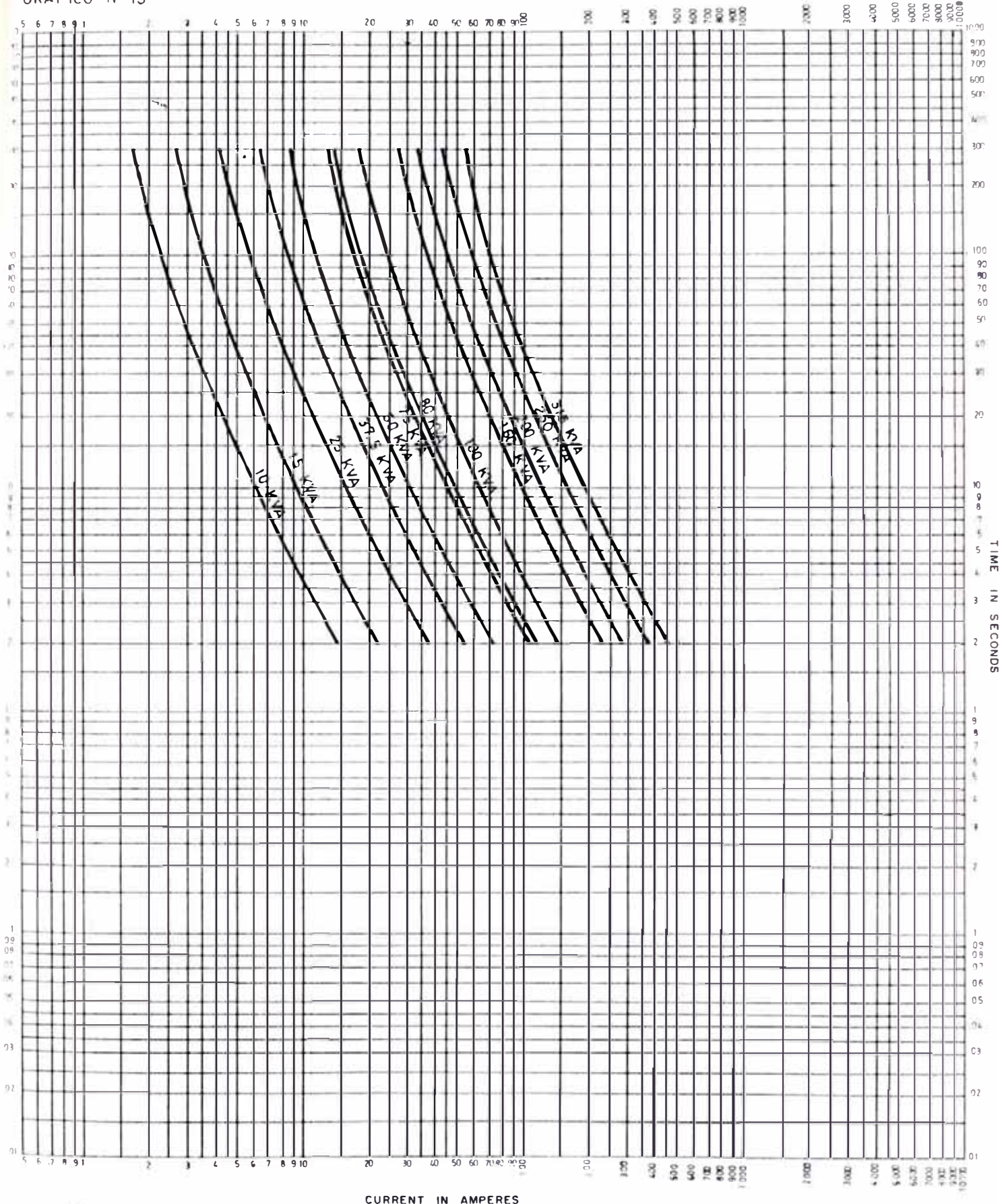
La curva tiempo-corriente (tiempo inicial de fusión) del fusible seleccionado debe quedar a la derecha del punto que indica 12 veces la corriente nominal del transformador en 0.1 segundos, considerada como corriente de inserción.

Así se evitará que el fusible actúe innecesariamente al producirse estas corrientes de inserción en los transformadores. En el Cuadro N° 20 se indican las corrientes nominales y de Inserción de los Transformadores.

En los gráficos Nos. 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 y 24; figuran las curvas tiempo corriente de tiempo inicial de fusión de los fusibles seleccionados para proteger los transformadores en el lado primario.

GRAFICO Nº 15

CURRENT IN AMPERES



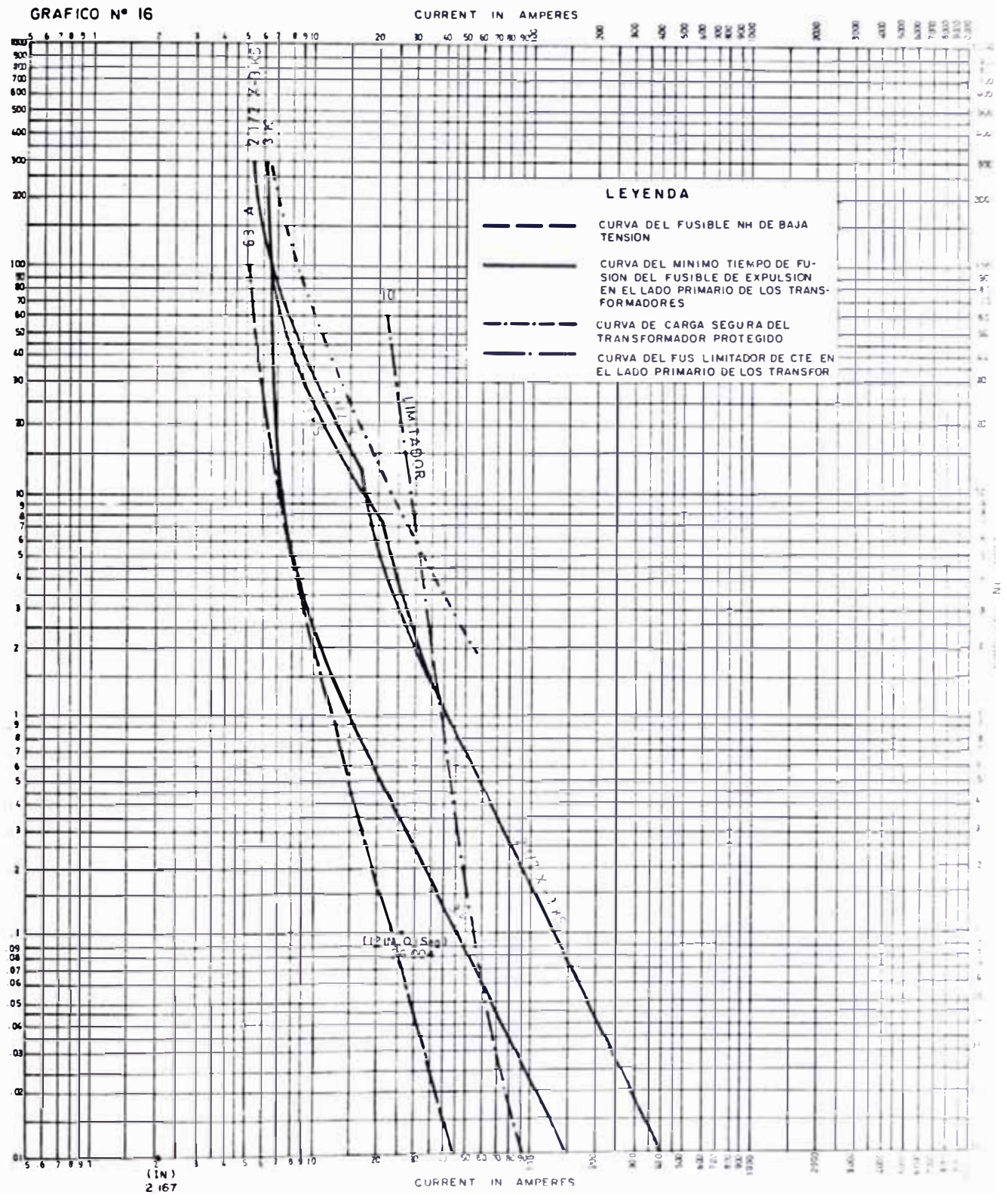
CURVAS DE CARGA SEGURA DE TRANSFORMADORES
CON IMPEDANCIA DE CORTO CIRCUITO DE 4%

CUADRO No. 20

CORRIENTES NOMINALES Y DE INSERCIÓN DE LOS

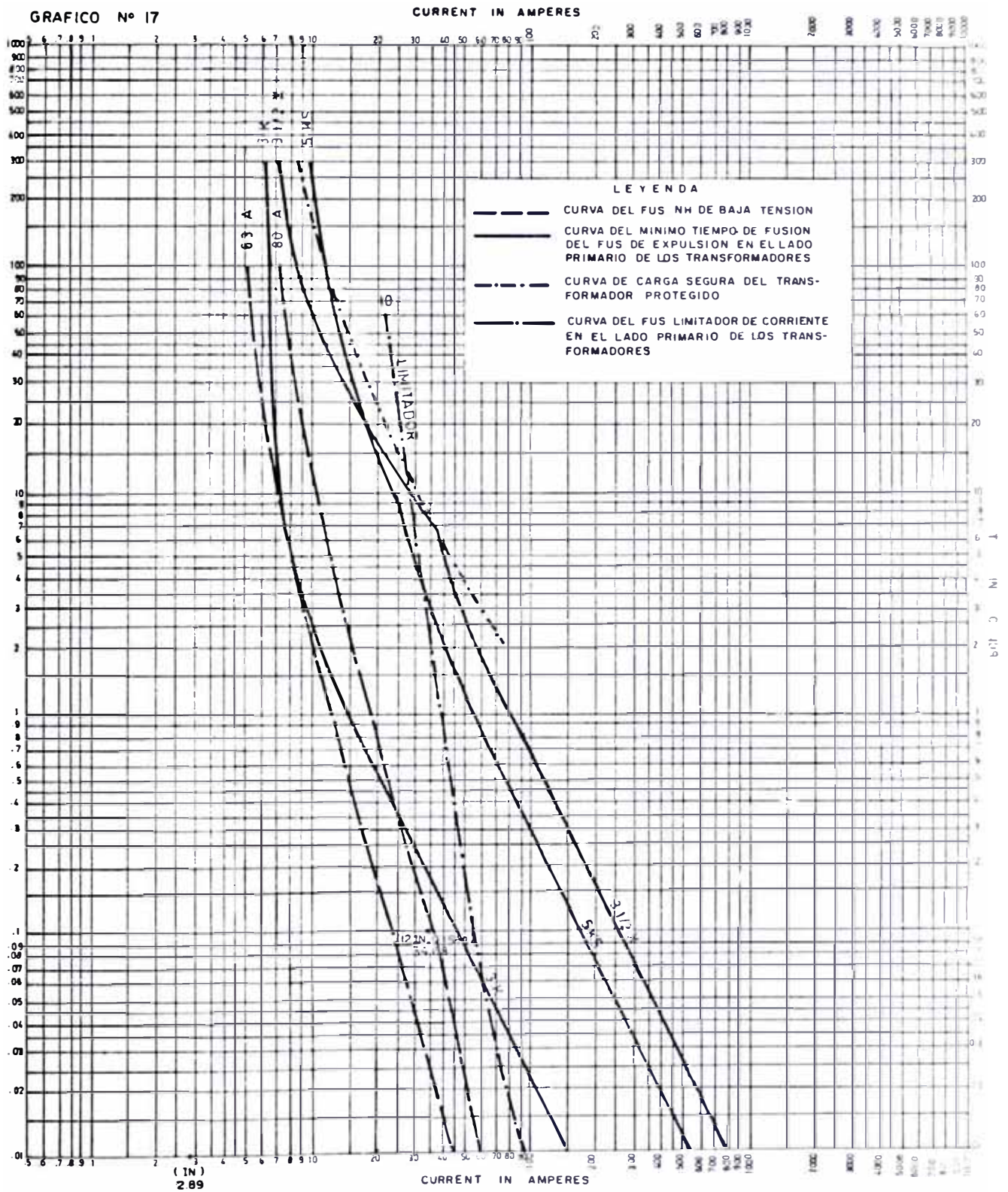
TRANSFORMADORES

kVA	37.5	50	75	80	100	160	200	250	315
Corriente nominal en el lado Prima - trió	2.16	2.89	4.33	4.62	5.78	9.24	11.56	14.45	18.20
Corriente de inserción	26.00	34.68	52.02	55.48	69.36	110.97	138.72	173.4	218.49

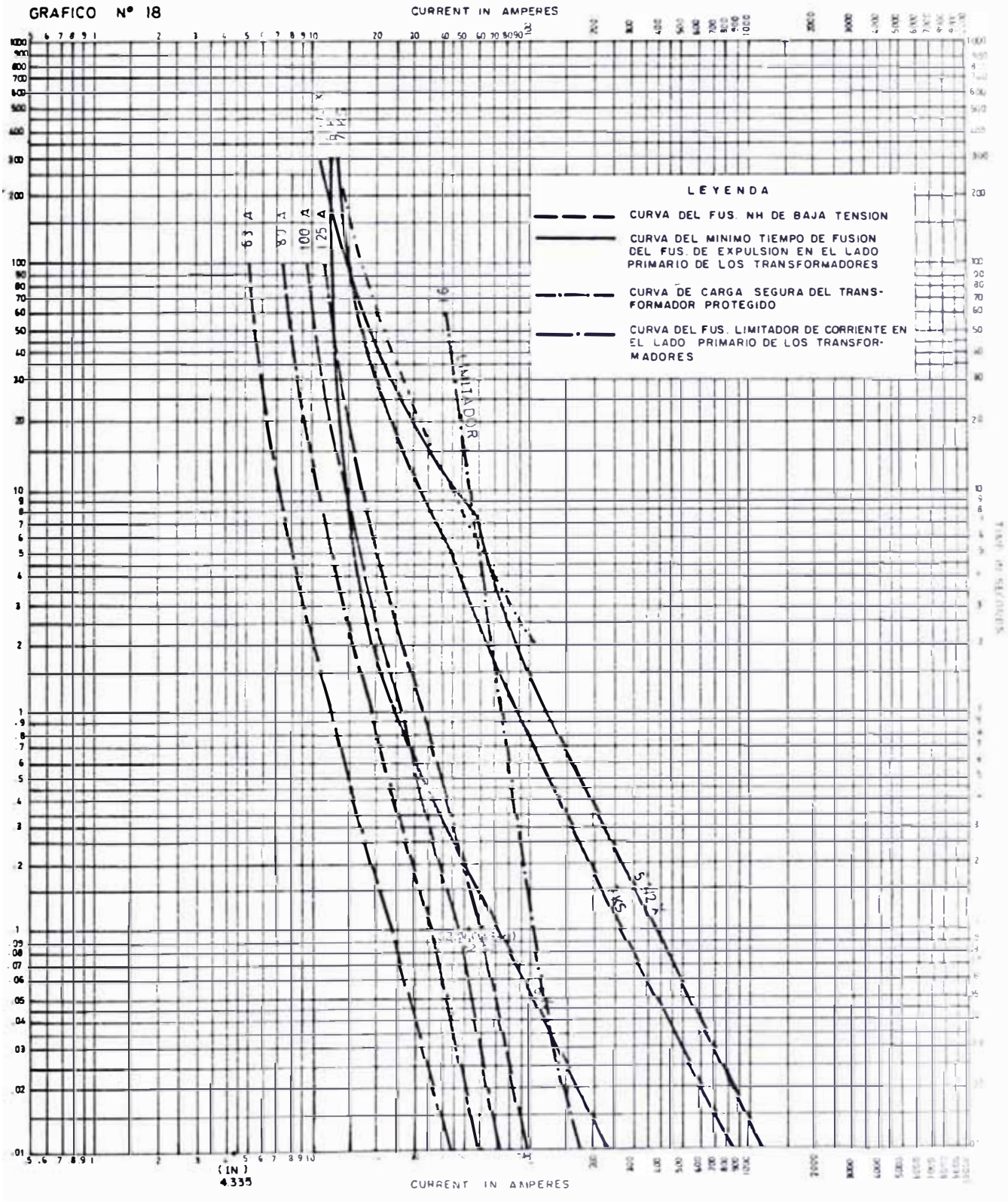


COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 37.5 KVA.

GRAFICO N° 17

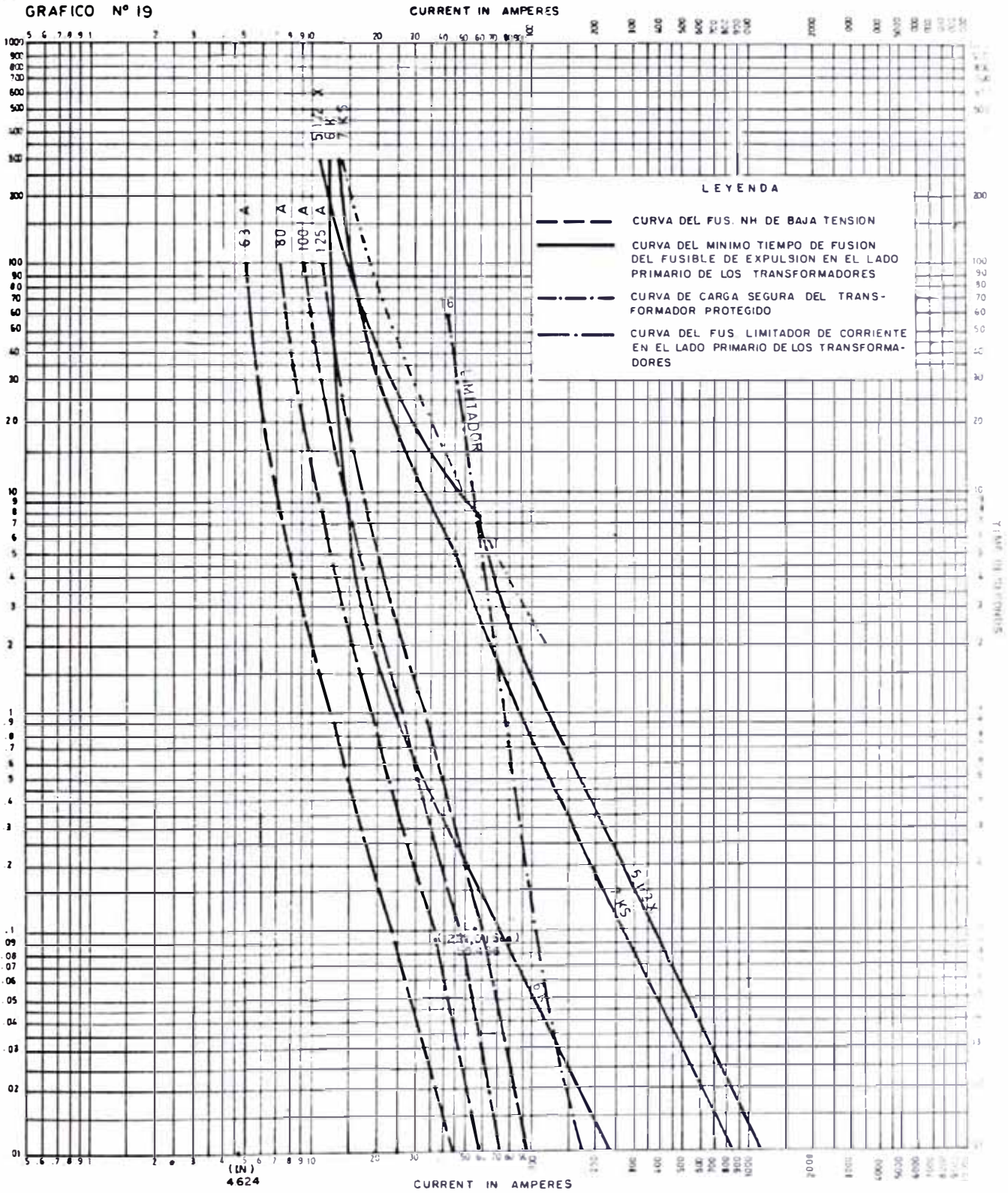


COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 50 KVA.



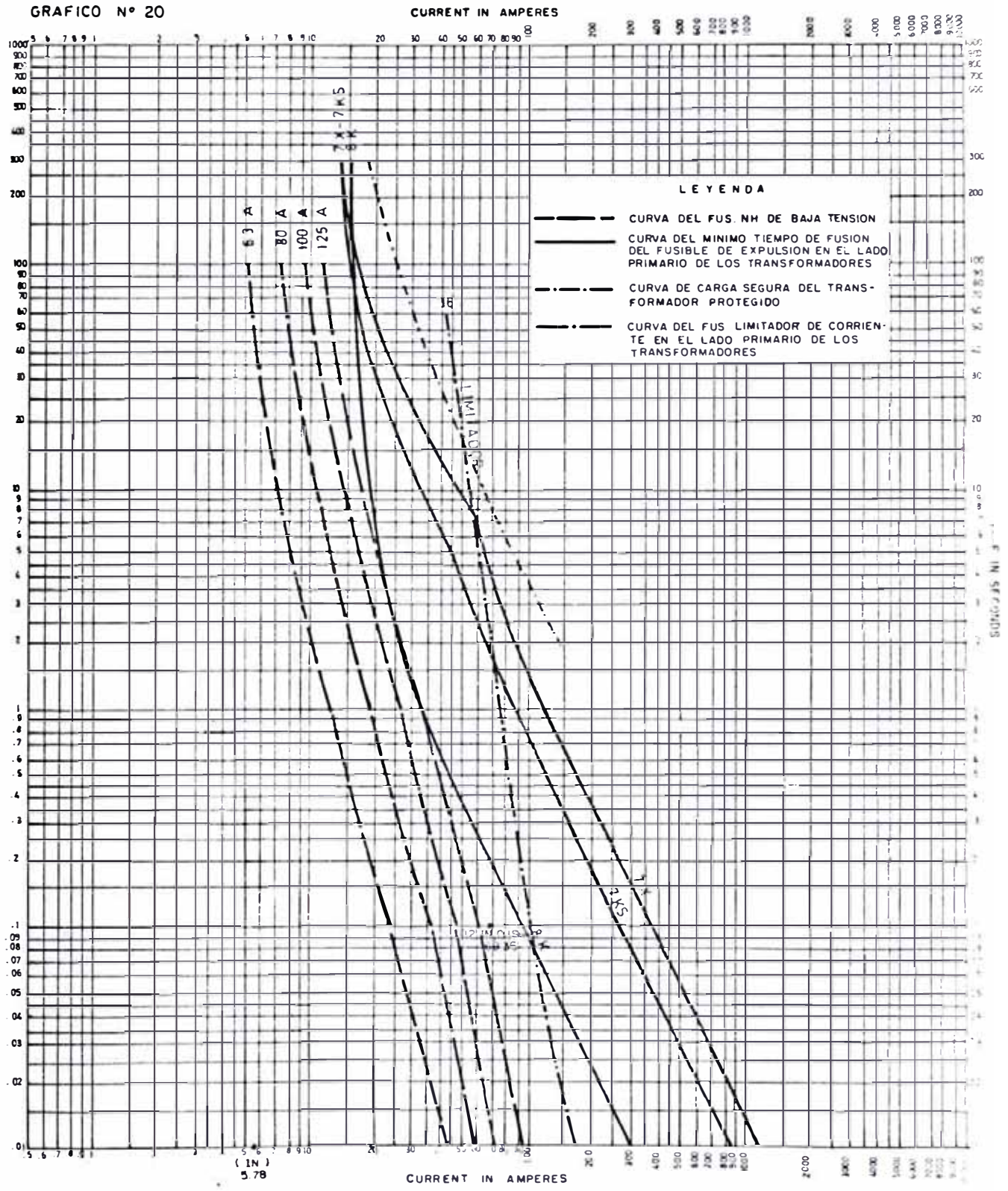
COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 75 KVA.

GRAFICO N° 19



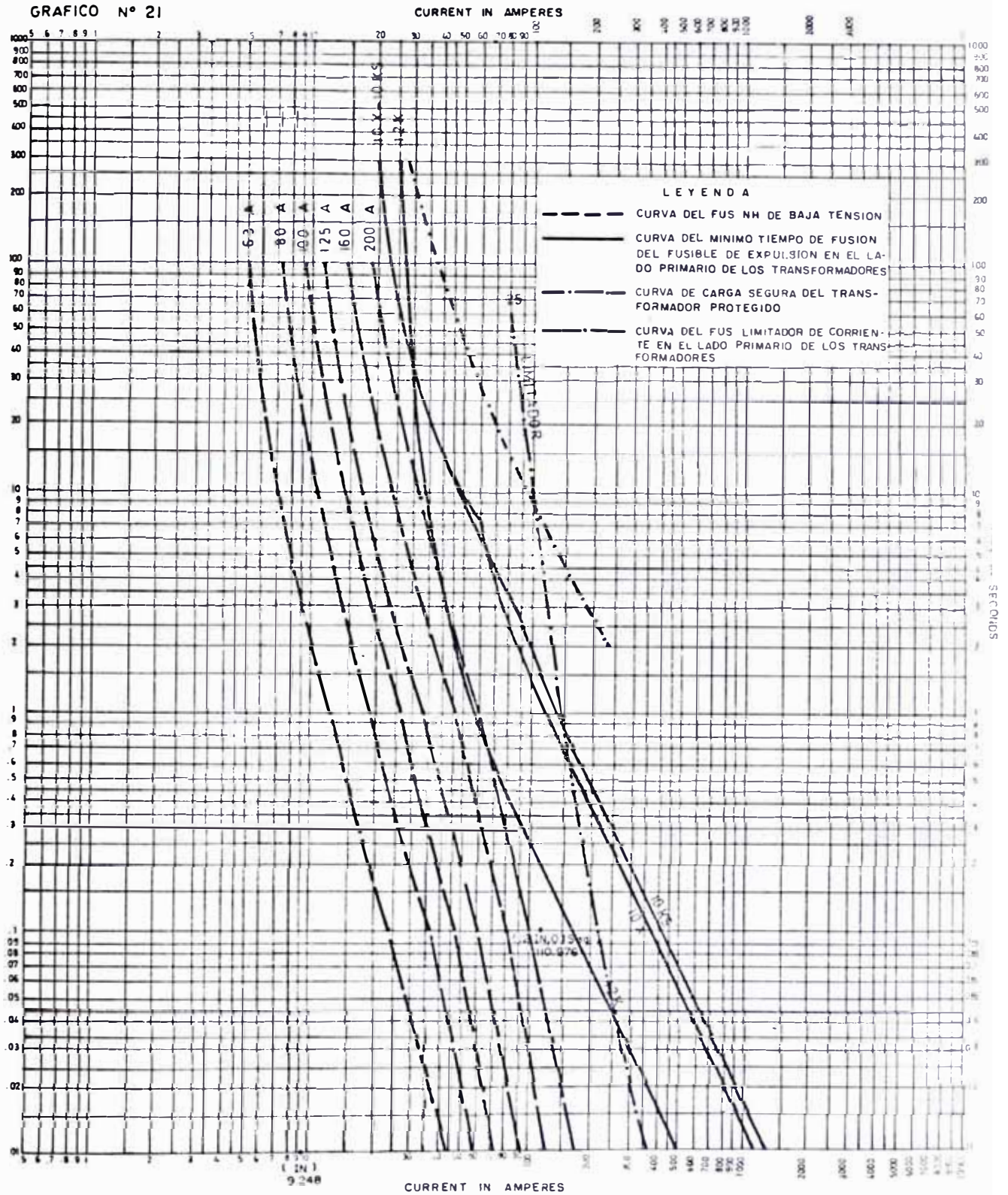
COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 80 KVA.

GRAFICO N° 20



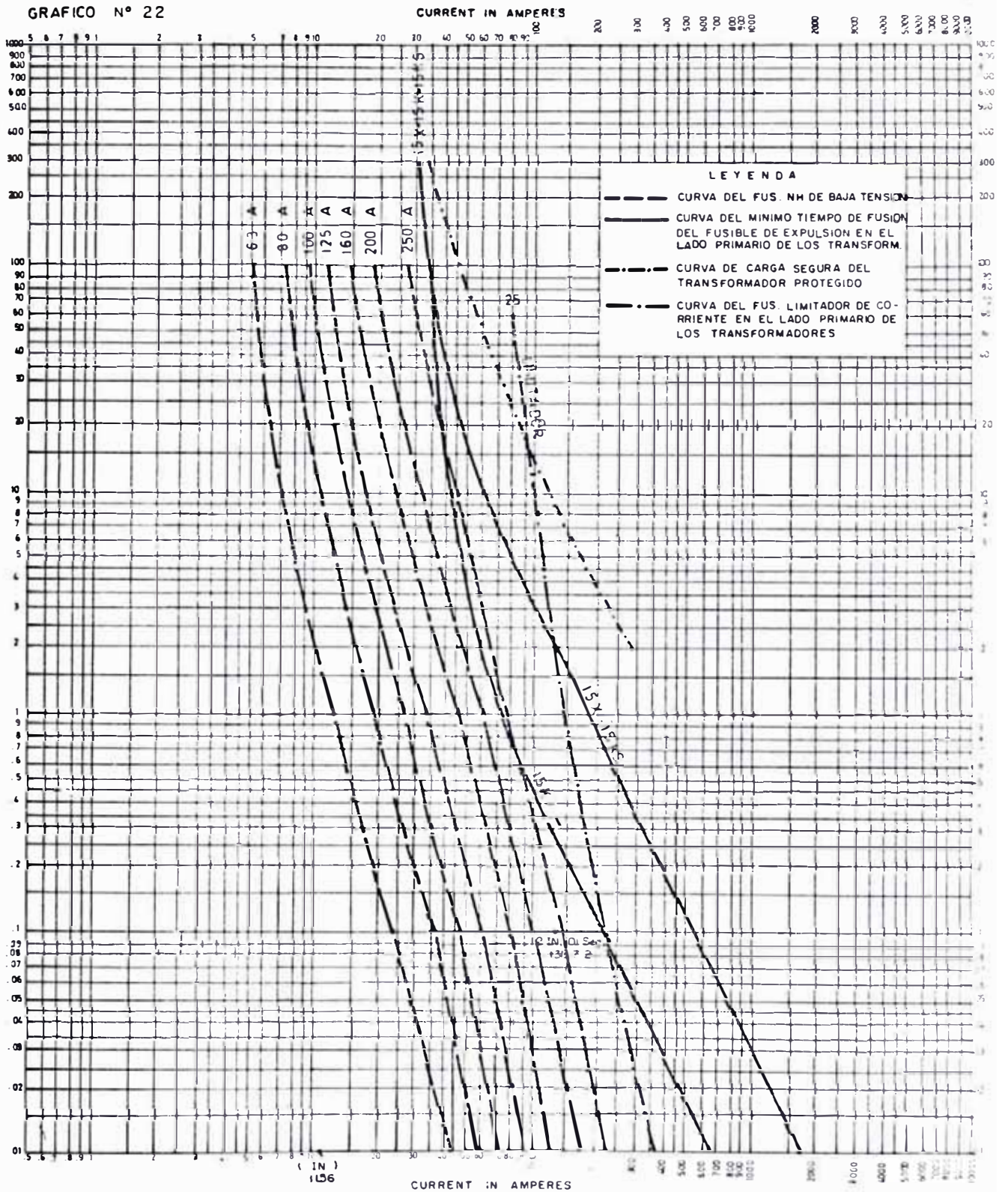
COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 100 KVA.

GRAFICO N° 21



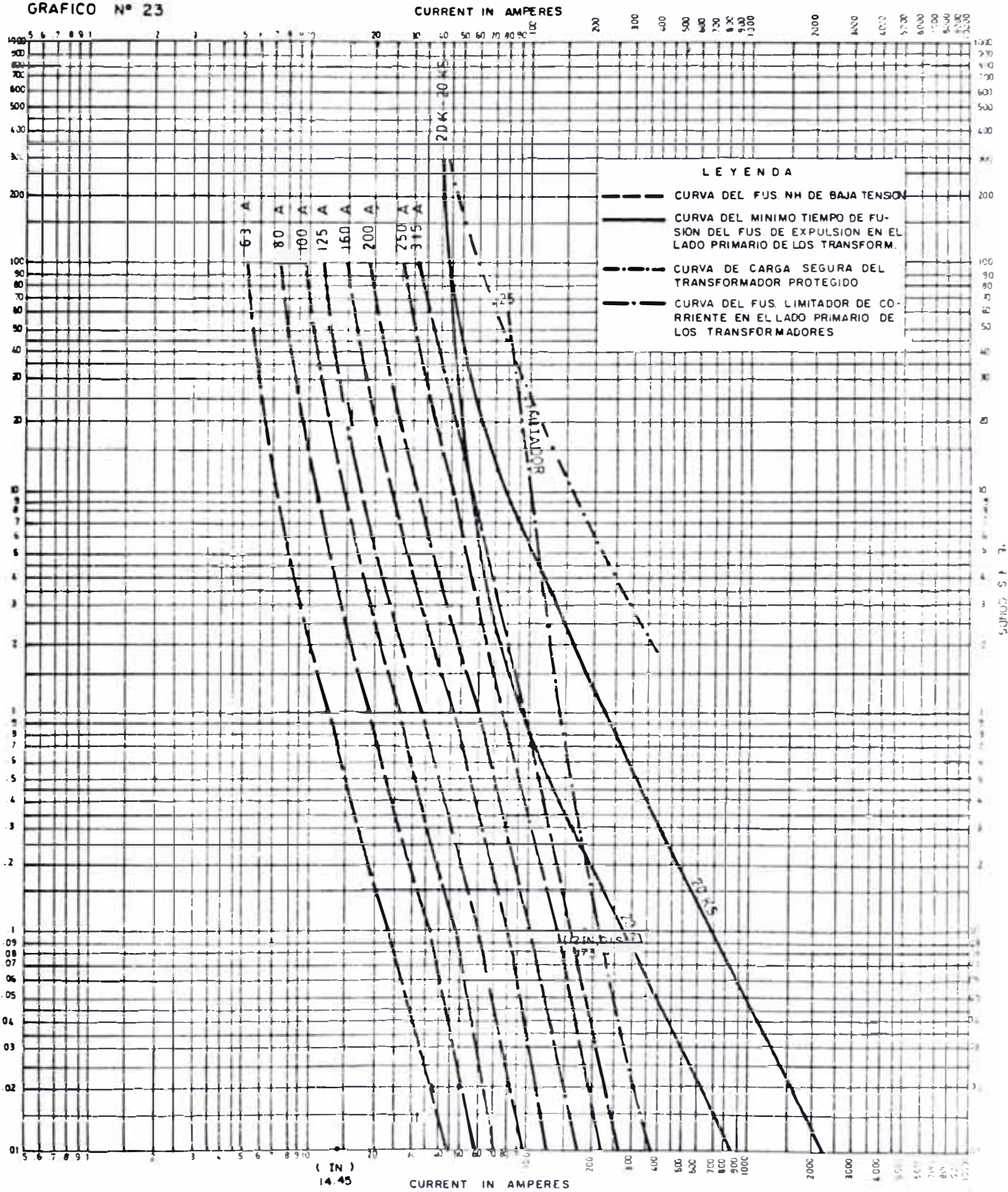
COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 160 KVA.

GRAFICO N° 22



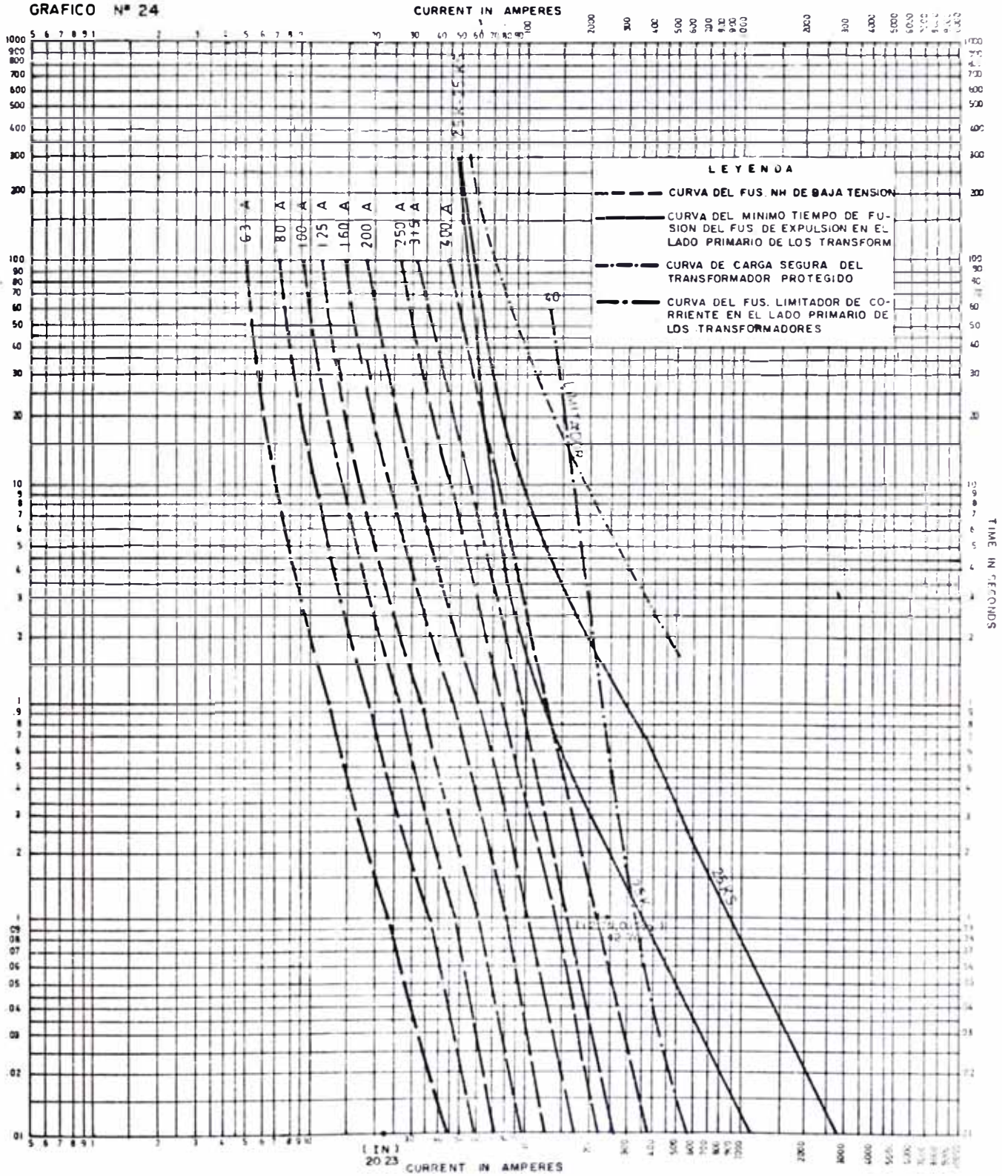
COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 200KVA.

GRAFICO N° 23



COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 250 KVA.

GRAFICO Nº 24



COORDINACION DE LA PROTECCION EN UNA SUBESTACION DE 315 KVA.

Todos estos tipos de fusibles protegen a los transformadores cumpliendo las condiciones señaladas anteriormente. En estos gráficos también aparecen las curvas tiempo-corriente de los fusibles de baja tensión NH, que coordinan con los fusibles seleccionados en el lado primario.

Las curvas tiempo-corriente de los fusibles tipo NH, deben quedar a la izquierda de las curvas tiempo-corriente de tiempo inicial de fusión de los fusibles en el lado primario.

Comparando las curvas de los fusibles en el lado primario y el lado secundario, vemos que los fusibles tipo "X" y tipo "KS", coordinan con un rango mayor de fusibles tipo NH en el lado de baja tensión, que los fusibles "K", por lo cual los fusibles a usar para la protección en el lado primario, son los tipos "X" y tipo "KS"; además estos tipos de fusibles son los recomendados por la firma KEARNEY para la protección de transformadores. En el anexo N° VII, se indican las características de estos fusibles.

En el cuadro No. 21, aparecen los valores de amperaje de los fusibles en el lado primario de los transformadores y los fusibles tipo NH de baja tensión de mayor amperaje, que coordinan con ellos.

4.3. PROTECCION DE LAS DERIVACIONES

En todas las derivaciones se instalarán seccionadores tipo Cut - Out. Los fusibles a instalarse en estos seccionadores, tendrán que cumplir lo siguiente:

Deben dar protección sobre los rangos máximos y mínimos de fallas de cortocircuito.

- Deben soportar fallas temporales.

CUADRO No. 211

COORDINACION DE LA PROTECCION EN SUB-
ESTACIONES

Potencia (kVA)	Fusible NH de baja tensión de mayor Amperaje (Amp)	Fusibles en el lado primario tipo X o KS	Fusible Limitador de corriente (Amp)
37.5	63	2 1/2X, 3 KS	10
50	80	5 KS	10
75	125	7 KS	16
80	125	7 KS	16
100	125	7X , 7 KS	16
160	200	10 X , 10 KS	25
200	250	15 X , 15 KS	25
250	315	20 KS	25
315	400	25 KS	40

Se pueden usar fusibles tipo "K" o tipo "KS", ya que cumplen con las condiciones señaladas. Con fines de normalizar un mismo tipo de fusible, se podría usar preferencialmente el fusible "KS" también para la protección de las derivaciones, pero debido a que hay mejor coordinación selectiva entre los fusibles tipo "K", con los relés de sobrecorriente a usar en la protección de las troncales, que los fusibles tipo "KS", optamos por usar en la protección de las derivaciones los fusibles tipo "K", siendo los amperajes a usar los de 50, 65, 80 y 100 Amperios, los cuales se instalarán teniendo en cuenta la carga de la derivación y la coordinación selectiva con la protección a instalarse en las troncales. Esto se realizará en el acápite siguiente.

En los gráficos Nos. 25 y 26 se muestra la coordinación entre los fusibles tipo "K" de 50 y 80 Amperios y de 65 y 100 Amperios.

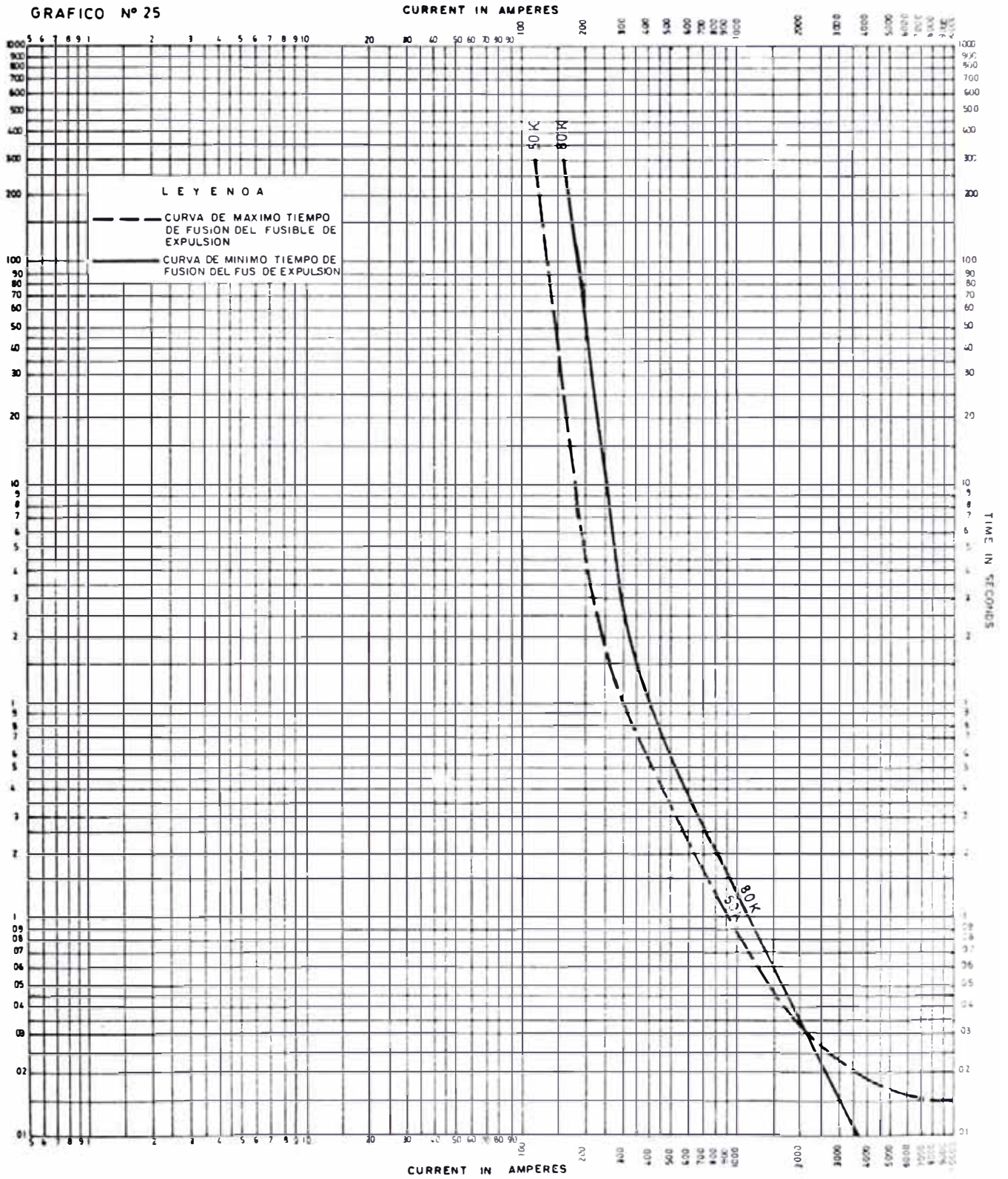
En el cuadro No. 22 se dan los rangos de selectividad de la coordinación de la protección entre los fusibles tipo "K".

4.4. COORDINACION ENTRE LOS FUSIBLES DE LOS TRANSFORMADORES Y LOS FUSIBLES DE LAS DERIVACIONES

La coordinación entre los fusibles del lado primario de los Transformadores con los fusibles de las derivaciones, se resume a la coordinación entre los fusibles de expulsión de mayor capacidad a instalarse en el lado primario de los transformadores, y los fusibles de menor capacidad a instalarse en las derivaciones.

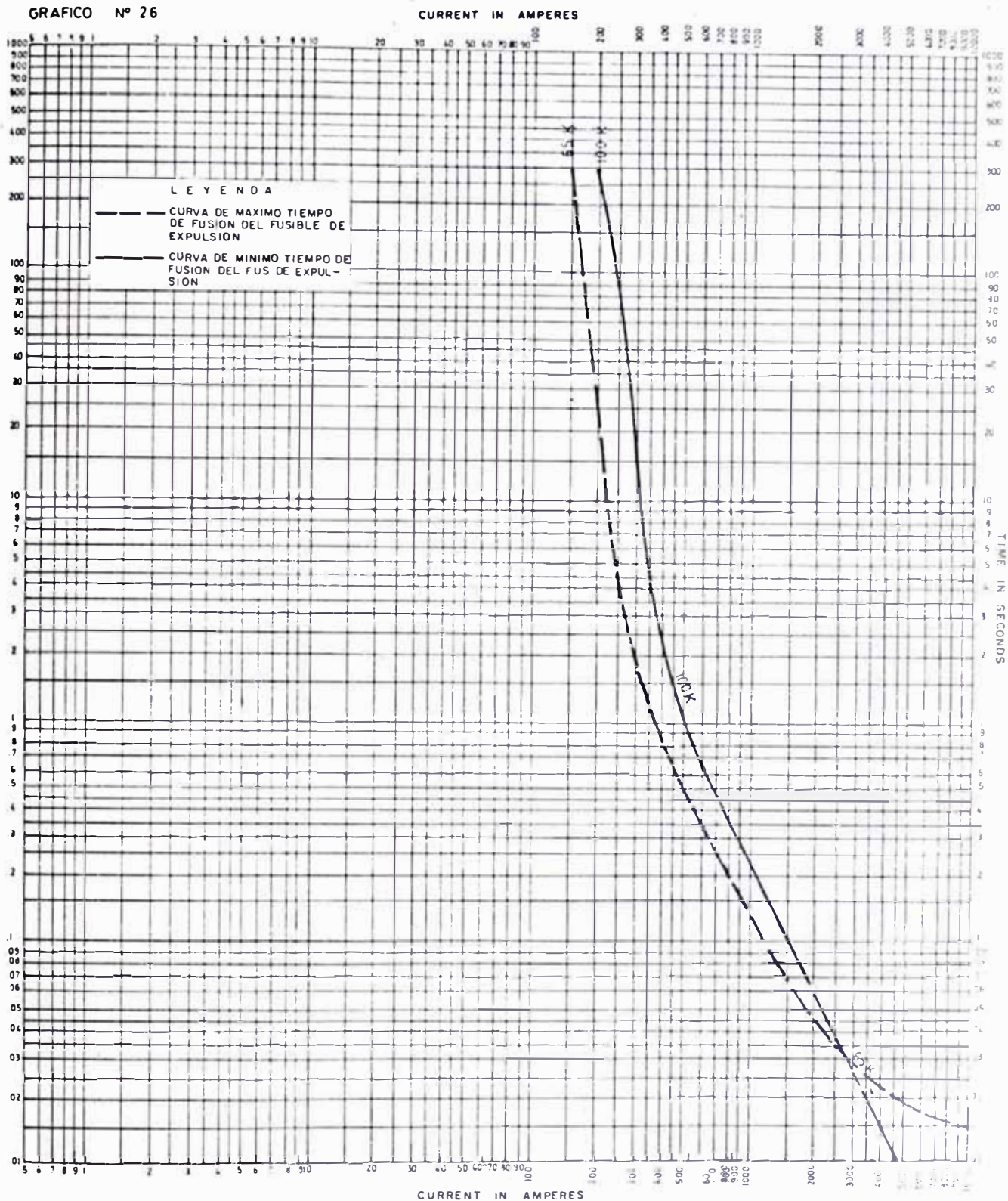
Los fusibles de mayor capacidad en el lado primario de los transformadores son 20 KS y 25 KS. Los fusibles de menor capacidad en las derivaciones son 50 K y 65 K. En los gráficos Nos. 27 y 28 se muestran las coordinaciones entre estos fusibles.

GRAFICO Nº 25



COORDINACION ENTRE LOS FUSIBLES 50K y 80K

GRAFICO Nº 26



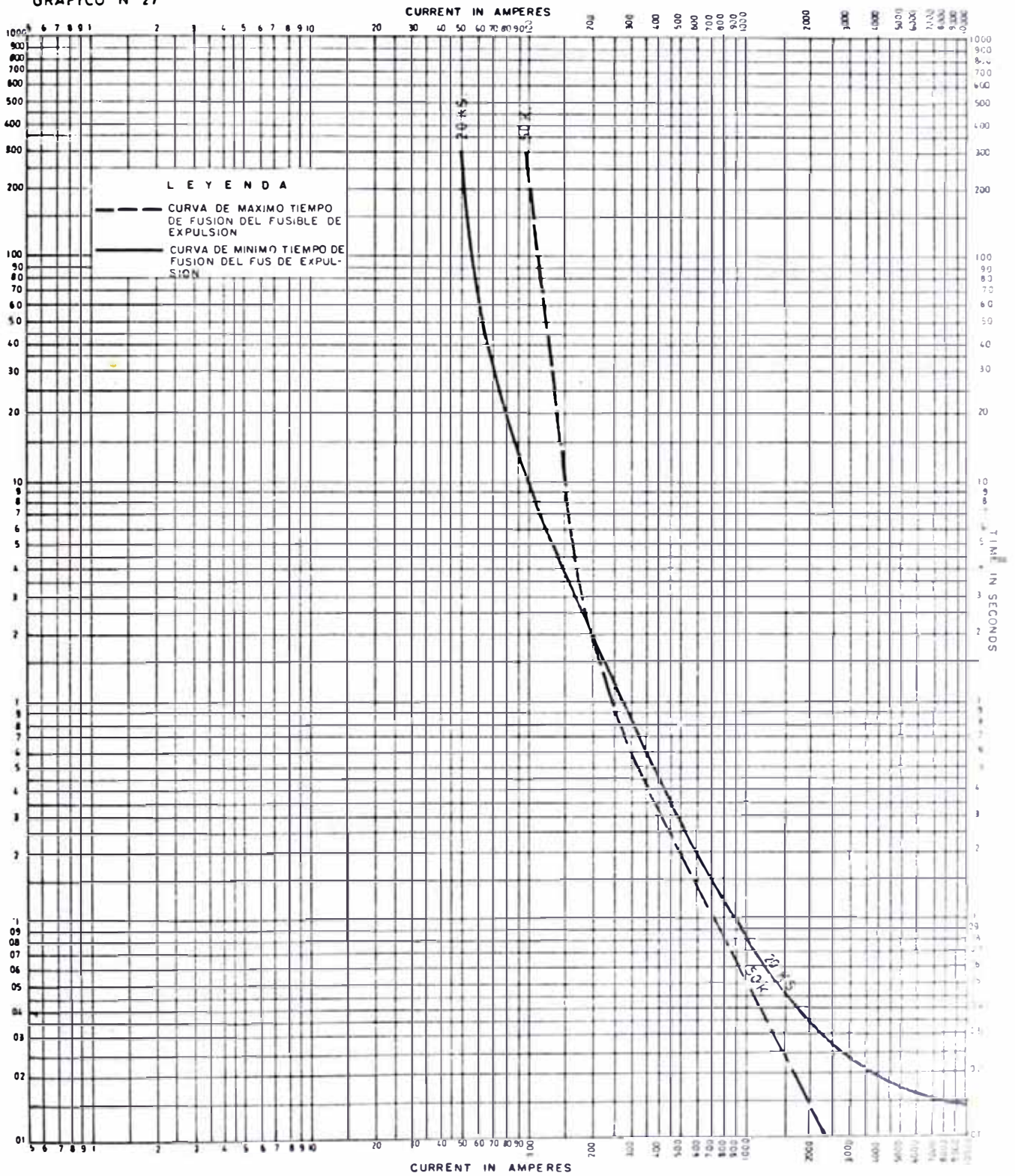
COORDINACION ENTRE LOS FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "K" DE 65 y 100 Amp.

CUADRO N^o. 22

COORDINACION DE LA PROTECCION ENTRE LOS FUSIBLES TIPO "K" DE 50 Y 80 AMPERICOS Y DE 65 Y 100 AMPERICOS

Fusible Tipo "K" protector	Fusible Tipo "K" protegido	Rango de Selectividad
50 K	80 K	$I_{cc} \geq 2,200 \text{ A}$
65 K	100 K	$I_{cc} \geq 2,750 \text{ A}$

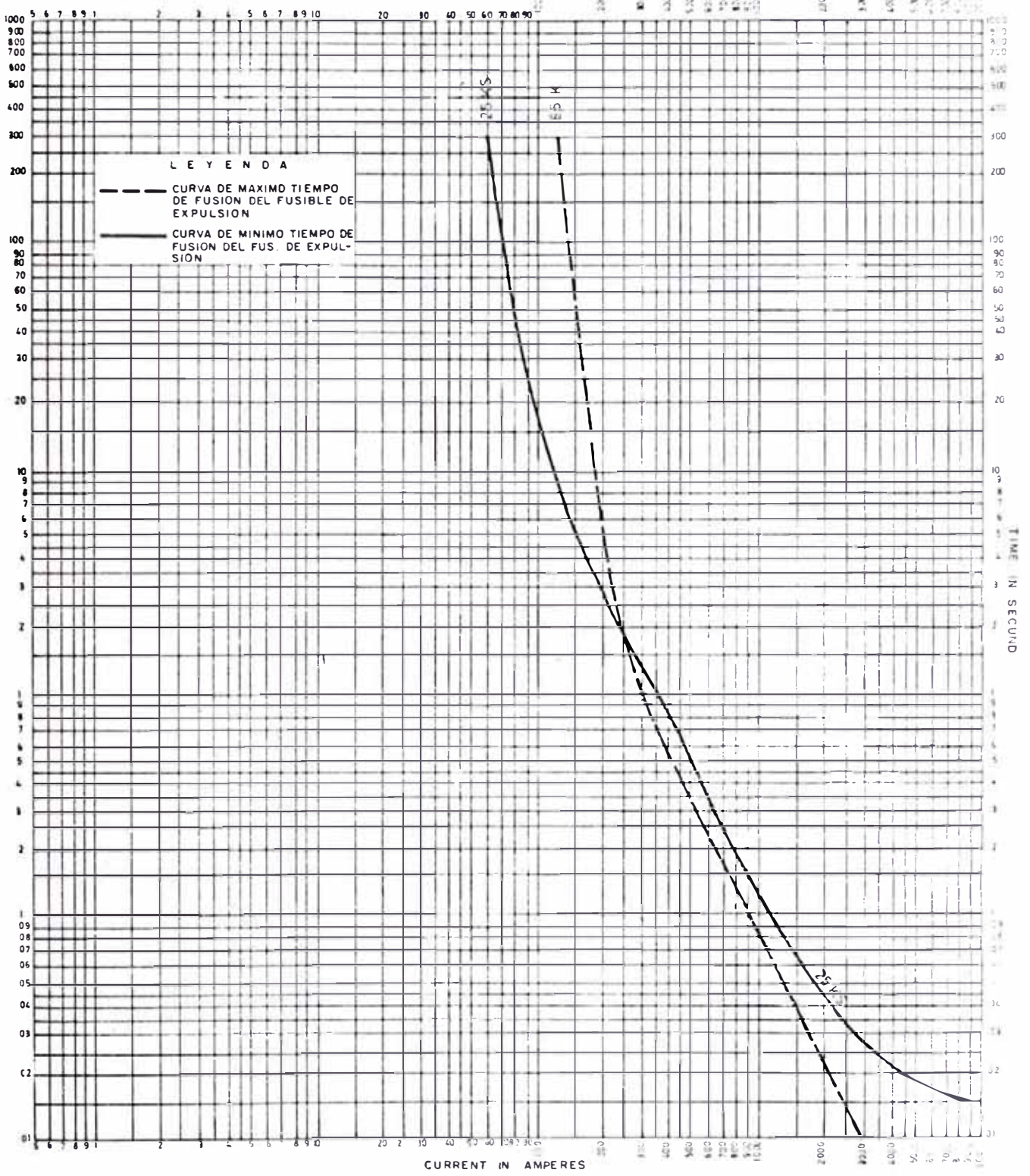
GRAFICO N° 27



COORDINACION ENTRE LOS FUSIBLES 20KS. y 50K.

GRAFICO N° 28

CURRENT IN AMPERES



COORDINACION ENTRE LOS FUSIBLES 25 KS y 65 K

De ésto se deduce que la coordinación, se cumple hasta valores de corriente de corto circuito muy bajos, lo cual quiere decir - que ante fallas de corto circuito de valores altos, la protección no-actuará en forma selectiva.

Con el fin de salvar este impase, y poder realizar la protección en forma más selectiva, en todo el rango de corrientes de corto circuito, usamos también en la protección de los transformadores los - fusibles limitadores de corriente.

Las curvas tiempo-corriente de los fusibles limitadores de corriente, se muestran en el gráfico No. 29, y en los gráficos de protección de sub-estaciones. En el Cuadro No. 21 figuran los valores de amperaje de los fusibles limitadores de corriente, a usar en la protección de sub-estaciones.

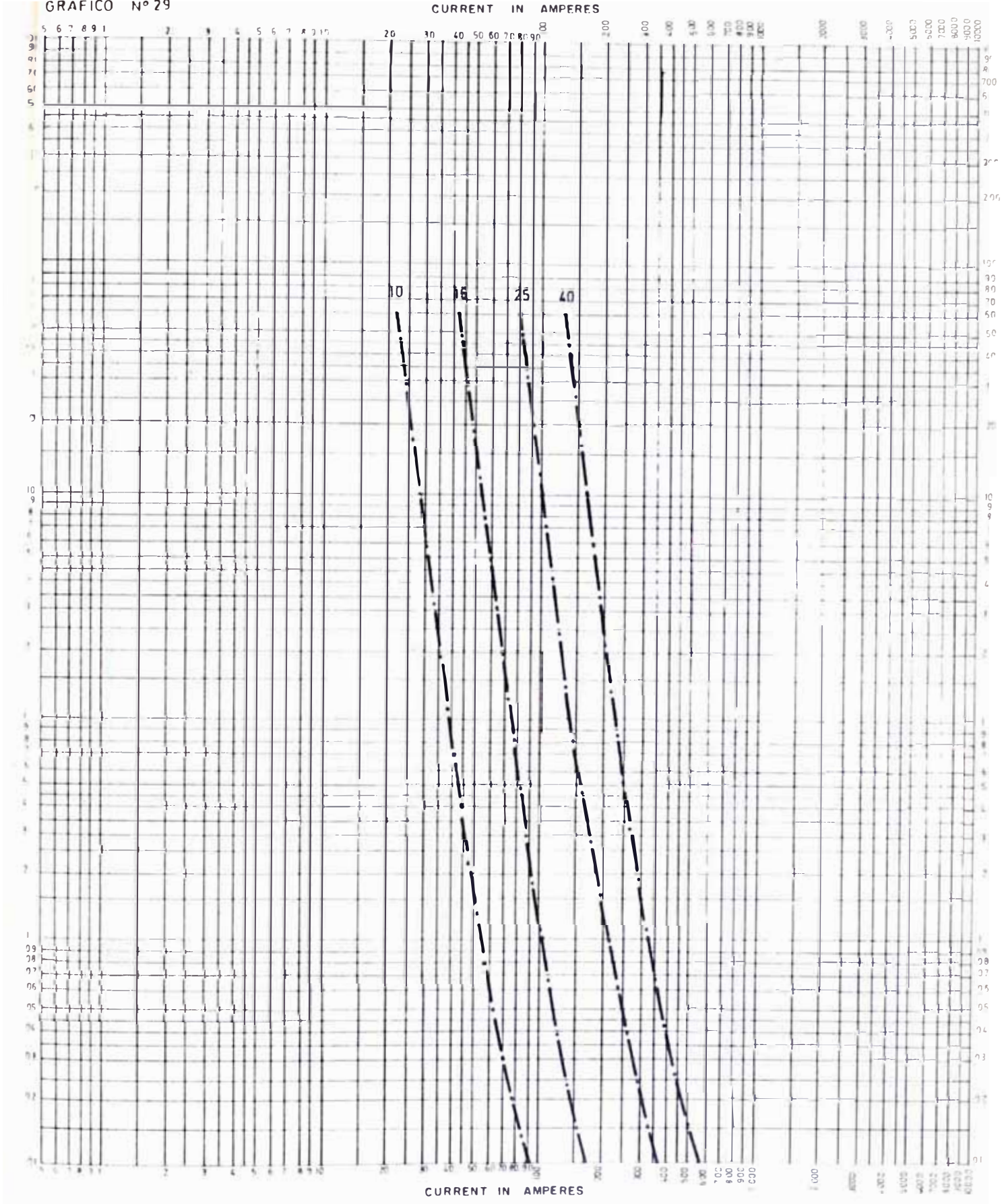
En los gráficos Nos. 30 y 31, se muestra la coordinación entre el fusible 50 K y el fusible limitador de corriente de 25 Amperios; y entre el fusible 65 K y el fusible limitador de corriente de 40 Amperios, en ellos se puede notar que hay una selectividad total, resolviendo de esta manera la coordinación entre las protecciones de las - sub-estaciones y derivaciones.

En la ciudad de Tacna la mayoría de las capacidades de las - sub-estaciones son menores o iguales a 250 kVA, por lo que el fusible de menor capacidad a usar en las derivaciones será de 50 amperios y solo en algunas derivaciones - en donde existan transformadores de - 315 kVA se instalarán fusibles de 65 amperios.

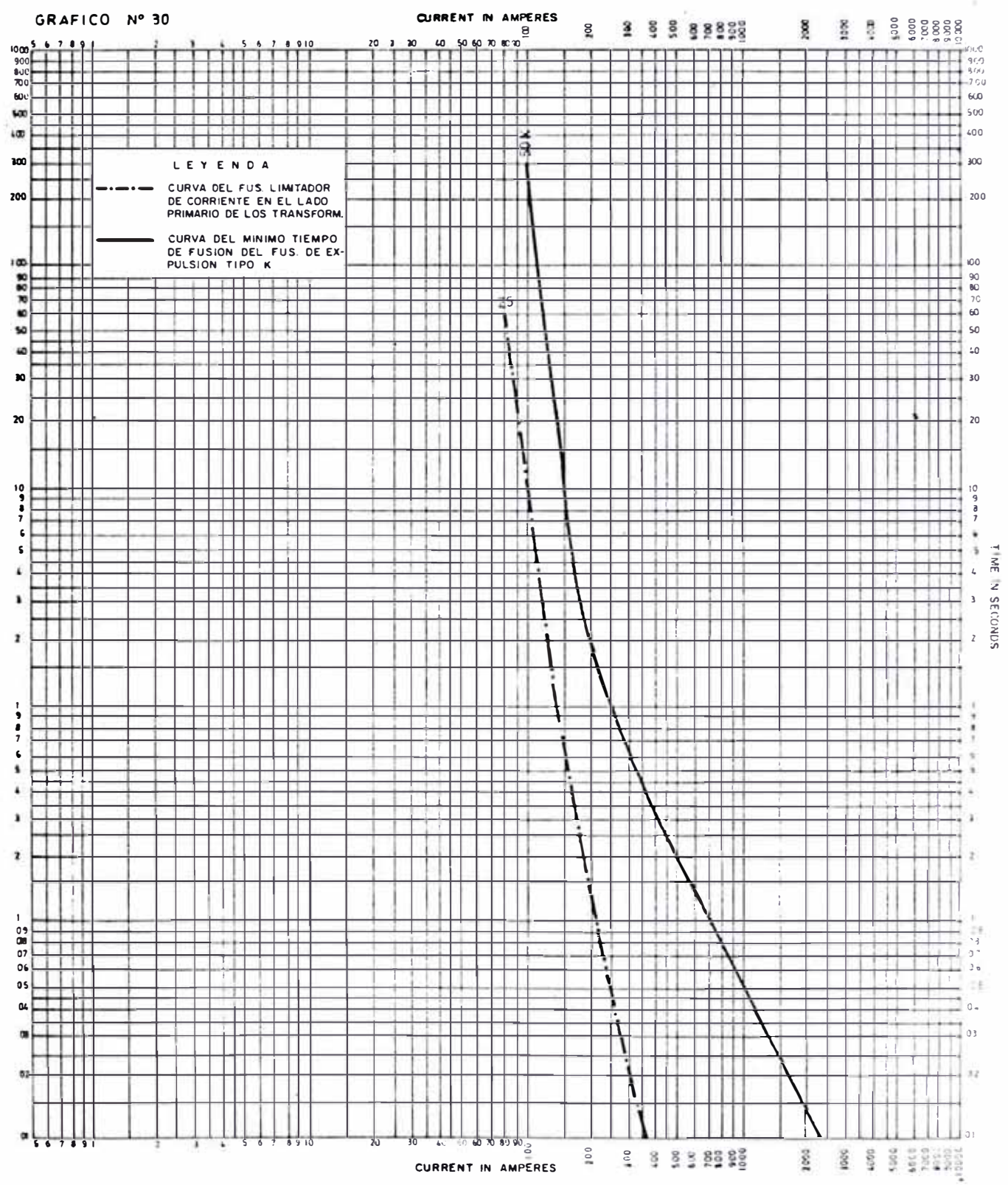
Los fusibles limitadores de corriente, se instalarán en serie con los fusibles de expulsión, tal como aparece en la Figura No. 4

GRAFICO Nº 29

CURRENT IN AMPERES

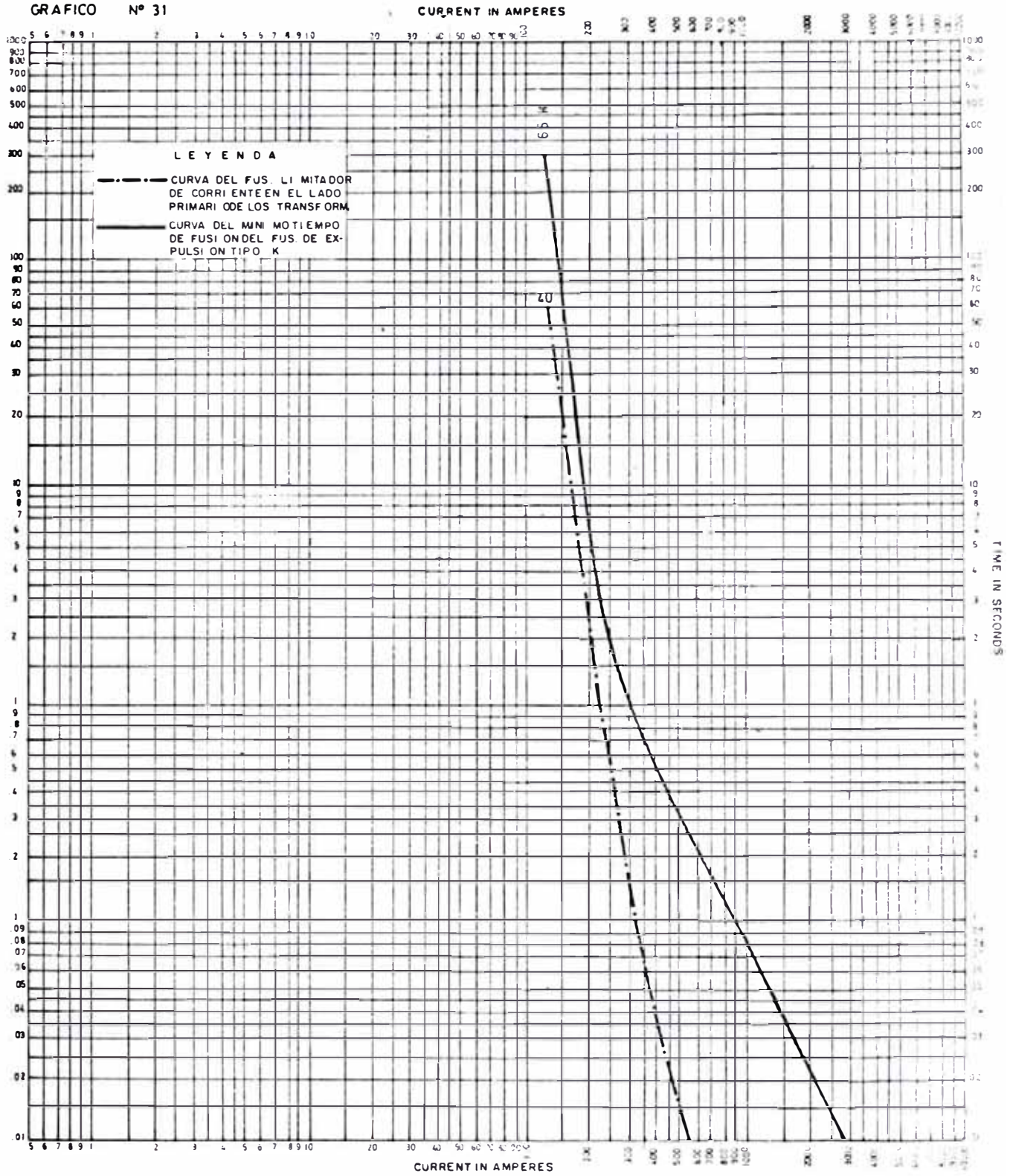


CURVAS DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE
MARCA BBC



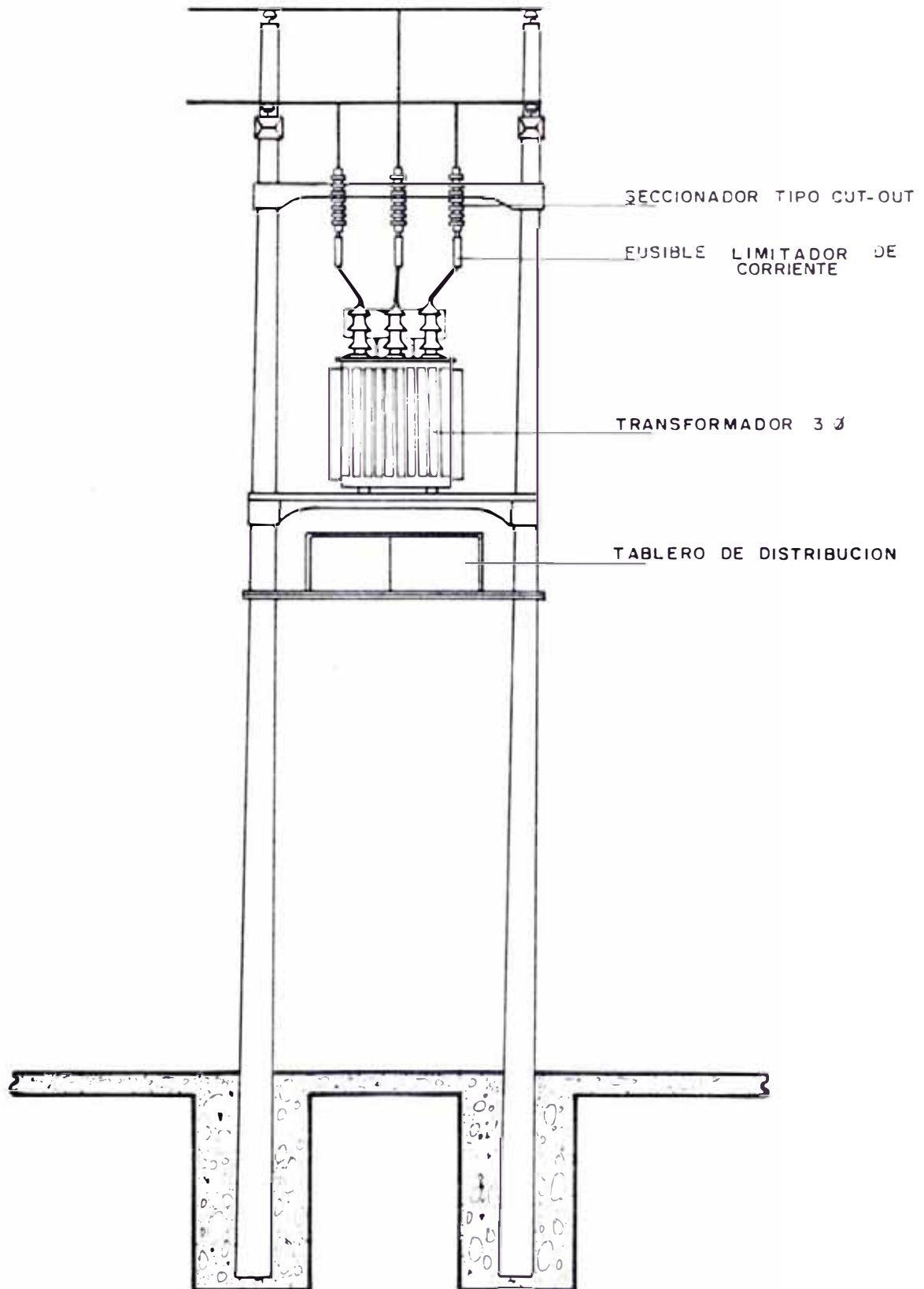
COORDINACION DE FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE DE 25amp. Y FUSIBLE 50K

GRAFICO Nº 31



COORDINACION ENTRE EL FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE DE 40 amp.
Y EL FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "K" DE 65 amp.

SUBESTACION CON FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE Y DE EXPULSION EN SERIE



4.5. PROTECCION EN LAS TRONCALES

En la protección por tramos de las troncales de las ternas a 10 kV, se usarán dos tipos de protección:

- a. Relés de sobrecorriente de tiempo inverso marca Toshiba tipo ICO 1D, igual a los instalados en las celdas de salida del centro de transformación
- b. Fusibles tipo "K":

El primer paso para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso en forma coordinada, es que funcione con todos los cortocircuitos en su propia línea y proporcione protección de respaldo para los cortocircuitos en los elementos del sistema inmediato adyacente. En este caso se ajustará para que funcione con una corriente algo menor que la mínima corriente de cortocircuito a producirse por una falla bifásica en el extremo lejano del tramo de línea adyacente. Si hay dos o más tramos de líneas adyacentes, se tomará el valor de la falla bifásica en el extremo del tramo que origina la corriente mínima.

El segundo paso para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso es ajustar la acción retardada para obtener selectividad con los relés de los tramos adyacentes inmediatos más cercanos a la fuente. Este ajuste se hará para las condiciones de máximas corrientes de cortocircuito producidas por fallas trifásicas.

El ajuste para la selectividad se hace suponiendo condiciones de máxima corriente de cortocircuito, porque si se obtiene selectividad para tales condiciones, es seguro que se obtendrá para corrientes menores. Esto se debe a que el espacio de tiempo entre dos curvas cualquiera aumenta a medida que disminuye los valores de corriente. Por este motivo los relés a usarse deben ser de las mismas características.

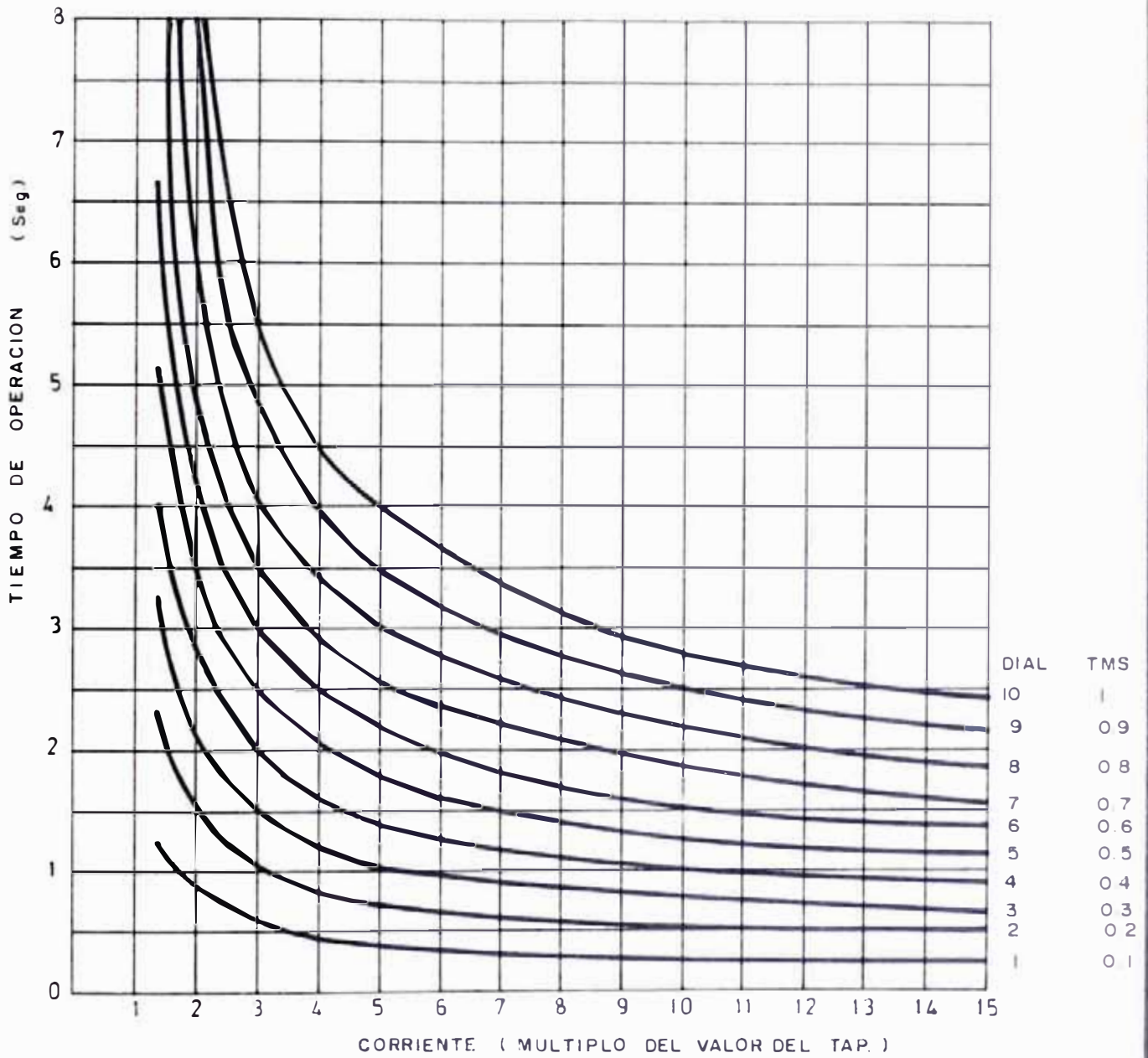
La diferencia entre los tiempos de funcionamiento de los relés, debe ser tal que asegure la selectividad entre ellos. Con una diferencia de 0.5 segundos, es suficiente para conseguir este fin.

En los Diagramas Nos. 7, 8 y 9 se muestran los lugares donde se instalarán interruptores con relés, los tramos a proteger y las cargas de máxima demanda. Así mismo en los Cuadros Nos. 16, 17 y 18 se indican las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas. Según las corrientes de carga y dándonos un margen de seguridad se determinan los transformadores de corriente a instalarse, los cuales alimentarán los relés, en el acápite 4.7. se señalan las características de los transformadores de corriente para protección.

En el Gráfico No. 32 se muestran las curvas de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso marca Toshiba tipo ICC1D.

Los fusibles tipo "K" a instalarse se determinarán de forma tal que para corrientes de cortocircuito máximas y mínimas su apertura coordine selectivamente con la protección anterior a ellos. En la terna 0-242, se presenta un caso en que la mínima corriente de cortocircuito es tan pequeña que no es posible conseguir una coordinación selectiva entre el fusible 50K y el relé de sobrecorriente de tiempo inverso instalado en la protección anterior a él.

Debido a que las mínimas corrientes de cortocircuito de nuestro sistema son muy bajas, es necesario que para conseguir una coordinación selectiva entre los relés de sobrecorriente de tiempo inverso y los fusibles tipo "K", éstos últimos sean de la menor capacidad posible. Por este motivo en el cálculo de las protecciones de cada terna usaremos generalmente los fusibles 50K y cuando sea necesario 65 y 80 K, lo cual disminuye el rango de capacidades de los fusibles tipo "K" que protegerán las derivaciones.



CURVAS CARACTERISTICAS DE RELE DE SOBRECORRIENTE
TOSHIBA TIPO IC01D

A continuación hacemos el cálculo de los ajustes de los relés y fusibles tipo "K", por terna y en los cuadros Nos. 23, 24 y 25 se muestran los resultados obtenidos.

a. Coordinación de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso y fusibles tipo "K" de la terna 0-242 según el diagrama No. 7 y el cuadro No. 16, tenemos:

Fallo en 2:

I. Protección en 2: Relé de sobrecorriente:

$$PS = 80\% \quad T.C. = 100/5$$

$$PSM = \frac{967}{100 \times 0.8} = 12.08$$

$$T_c = 2.7$$

$$\text{asumo TMS} = 0.1$$

$$T_a = 0.1 \times 2.7 = 0.27''$$

II. Protección en 1: Relé de sobrecorriente:

$$PS = 100\% \quad T.C. = 150/5$$

$$PSM = \frac{967}{150 \times 1} = 6.44$$

$$T_c' = 3.6''$$

$$t_a' = 0.27 + 0.5 = 0.77''$$

$$TMS = \frac{0.77}{3.6} = 0.213$$

Fallo en 1:

I. Protección en 1: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{1,168}{150 \times 1} = 7.78$$

$$T_c = 3.3$$

$$T_a = (0.213) (3.3) = 0.705''$$

II. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. : 300/5$$

$$PSM = \frac{1,168}{300 \times 1} = 3.89$$

$$T_c' = 4.6$$

$$T_a' = 0.705 + 0.5 = 1.205''$$

$$TMS = \frac{1.205}{4.6} = 0.261$$

Fallo en 0:

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PMS = \frac{2,203}{300 \times 1} = 7.34$$

$$T_c = 3.3$$

$$T_a = (0.261) (3.3) = 0.861$$

Fallo en 1C:

I. Protección en 1C : Fusible 50 K

$$I_{cc \text{ máx}} = 967 \text{ Amp.}$$

$$T_a = 0.1''$$

Si coordina con el relé en 1, ya que en éste al pasar una corriente de 967 Amp., su:

$$T_{\alpha} = 0.77''$$

Falla en 6:

I. Protección en 6: Fusible 50K

$$I_{cc} \text{ máx} = 926 \text{ Amp.}$$

$$T_{\alpha} = 0.1''$$

II. Protección en 5: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\%$$

$$T.C. : 100/5 \text{ A,}$$

$$PSM = \frac{926}{100 \times 1} = 9.26$$

$$T_{c'} = 3.1$$

$$T_{\alpha'} = 0.1 + 0.5 = 0.6''$$

$$TMS = \frac{0.6}{3.1} = 0.193$$

Falla en 5:

I. Protección en 5: Relé de sobrecorriente:

$$PSM = \frac{1,118}{100 \times 1} = 11.18$$

$$T_c = 2.8$$

$$T_a = (0.193) (2.8) = 0.54''$$

II. Protección en 4: Relé de sobrecorriente:

$$PS = 100\% \quad T.C. 150/5$$

$$PSM = \frac{1,118}{150 \times 1} = 7.45$$

$$T_c' = 3.3$$

$$T_a' = 0.54 + 0.5 = 1.04''$$

$$TMS = \frac{1.04}{3.3} = 0.315$$

Falla en 4:

I. Protección en 4: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{1,168}{150 \times 1} = 7.78$$

$$T_c = 3.3$$

$$T_a = (0.315) (3.3) = 1.03''$$

II. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. = 300/5$$

$$PSM = \frac{1,168}{300 \times 1} = 3.89$$

$$T_c' = 4.6$$

$$T_a' = 1.03 + 0.5 = 1.53''$$

$$TMS = \frac{1.53}{4.6} = 0.332$$

Falla en 0:

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{2,203}{300 \times 1} = 7.34$$

$$T_c = 3.3$$

$$T_a = (0.332) (3.3) = 1.09''$$

En los gráficos Nos. 33, 34, 35, 36, 37 y 38 se muestran las curvas correspondientes a las protecciones en la terna 0-242.

b. Coordinación de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso y fusibles tipo "K" de la terna 0-243

Según el diagrama No. 8 y el cuadro No. 17 tenemos:

Falla en 2:

I. Protección en 2: Fusible 50 K

$$I_{cc} \text{ máx} = 1,287 \text{ A}$$

$$T_a = 0.065 \text{ seg.}$$

II. Protección en 1: Relé de sobrecorriente

$$PS = 160\% \quad T.C. : 150/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,287}{150 \times 1.6} = 5.36$$

$$T_{c'} = 3.8$$

$$T_{a'} = 0.065 + 0.5'' = 0.565''$$

$$TMS = \frac{T_{a'}}{T_{c'}} = \frac{0.565}{3.8} = 0.148$$

Falla en 1:

I. Protección en 1: Relé de sobrecorriente

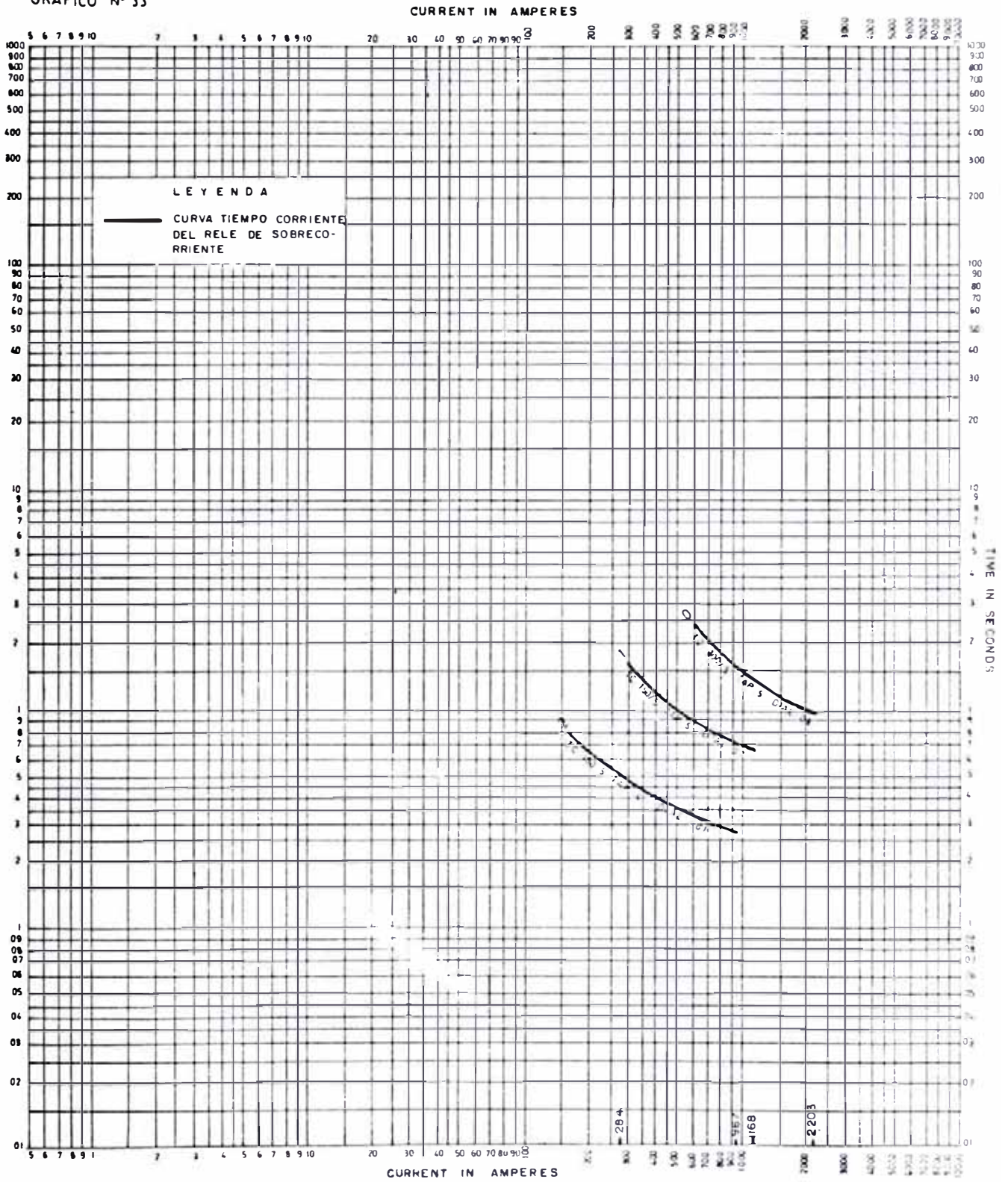
$$PSM = \frac{1,541}{150 \times 1.6} = 6.42$$

CUADRO No. 23

PROTECCIONES EN LA TERNA @ - 242

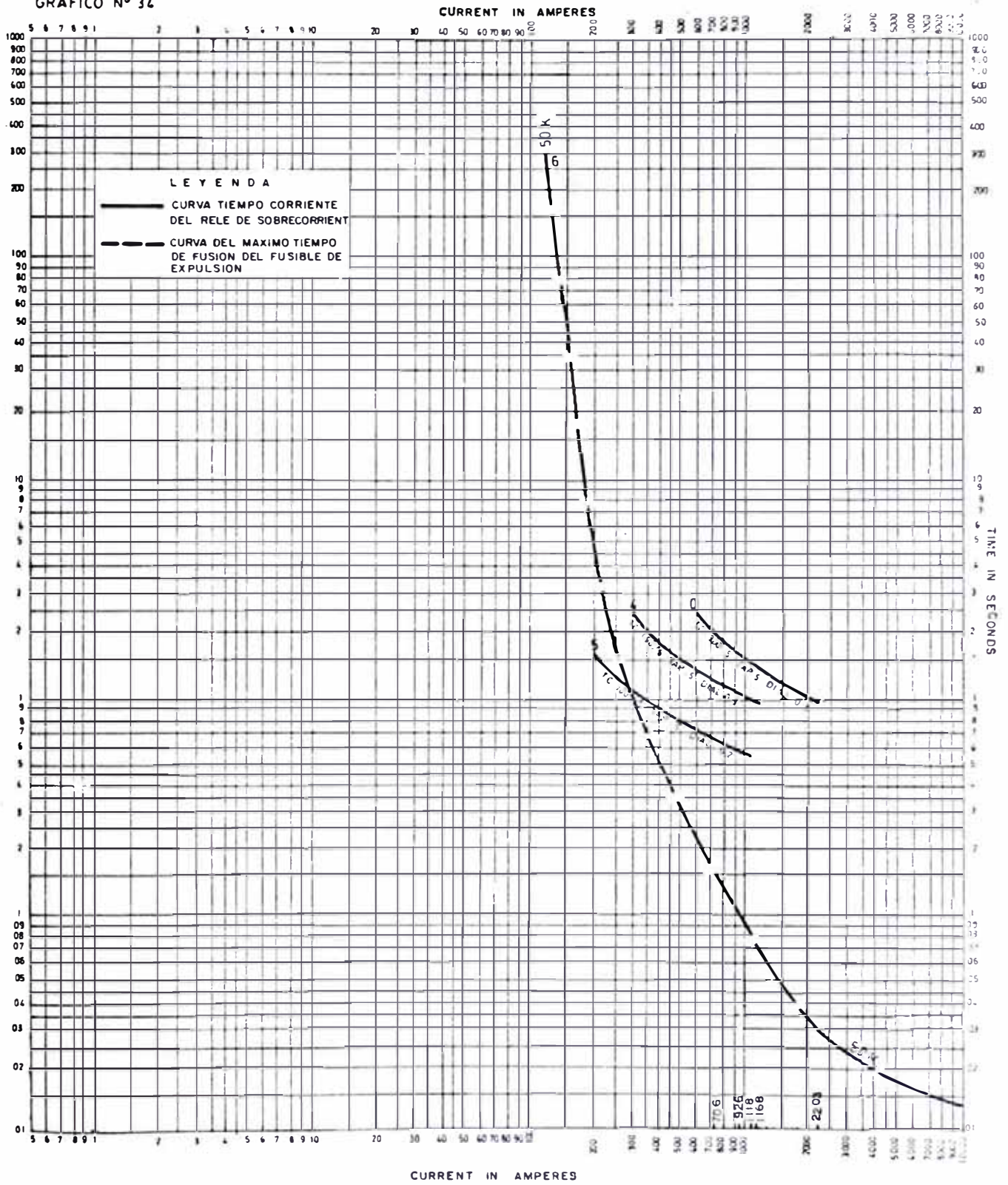
Ubicación (Código)	Protección	Transformadores de corriente (relación)	Ajuste del TAPS (PS)	Ajuste del Dial (TMS)
0	Relé	300 / 5	100%	0.3
1	Relé	150 / 5	100%	0.2
2	Relé	100 / 5	80%	0.1
4	Relé	150 / 5	100%	0.3
5	Relé	100 / 5	100%	0.2
6	Fusible 50 K			
7	Fusible 50 K			
1 C	Fusible 50 K			

GRAFICO N° 33



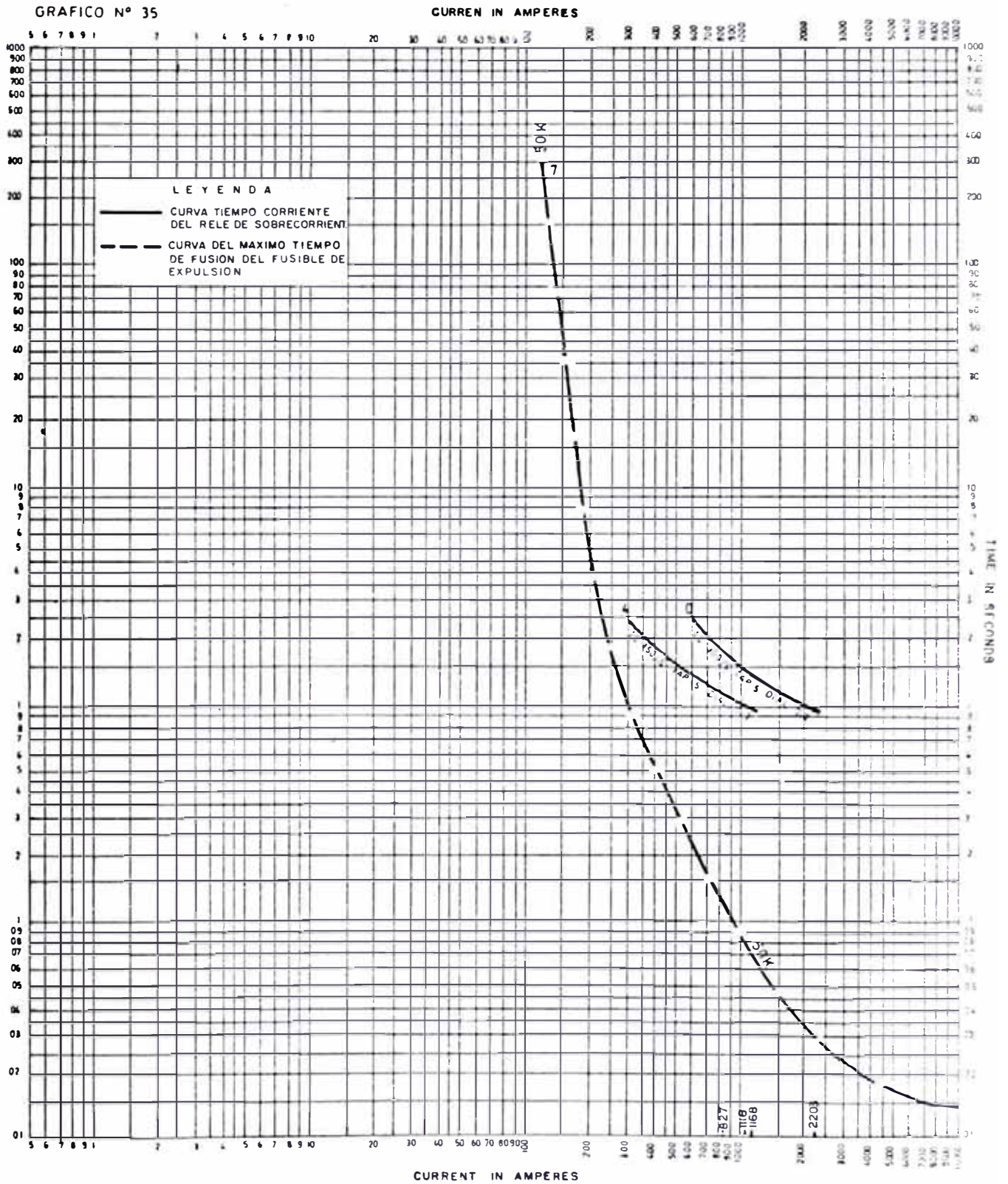
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN 0, 1 y 2 DE LA TERNA 0-242

GRAFICO N° 34



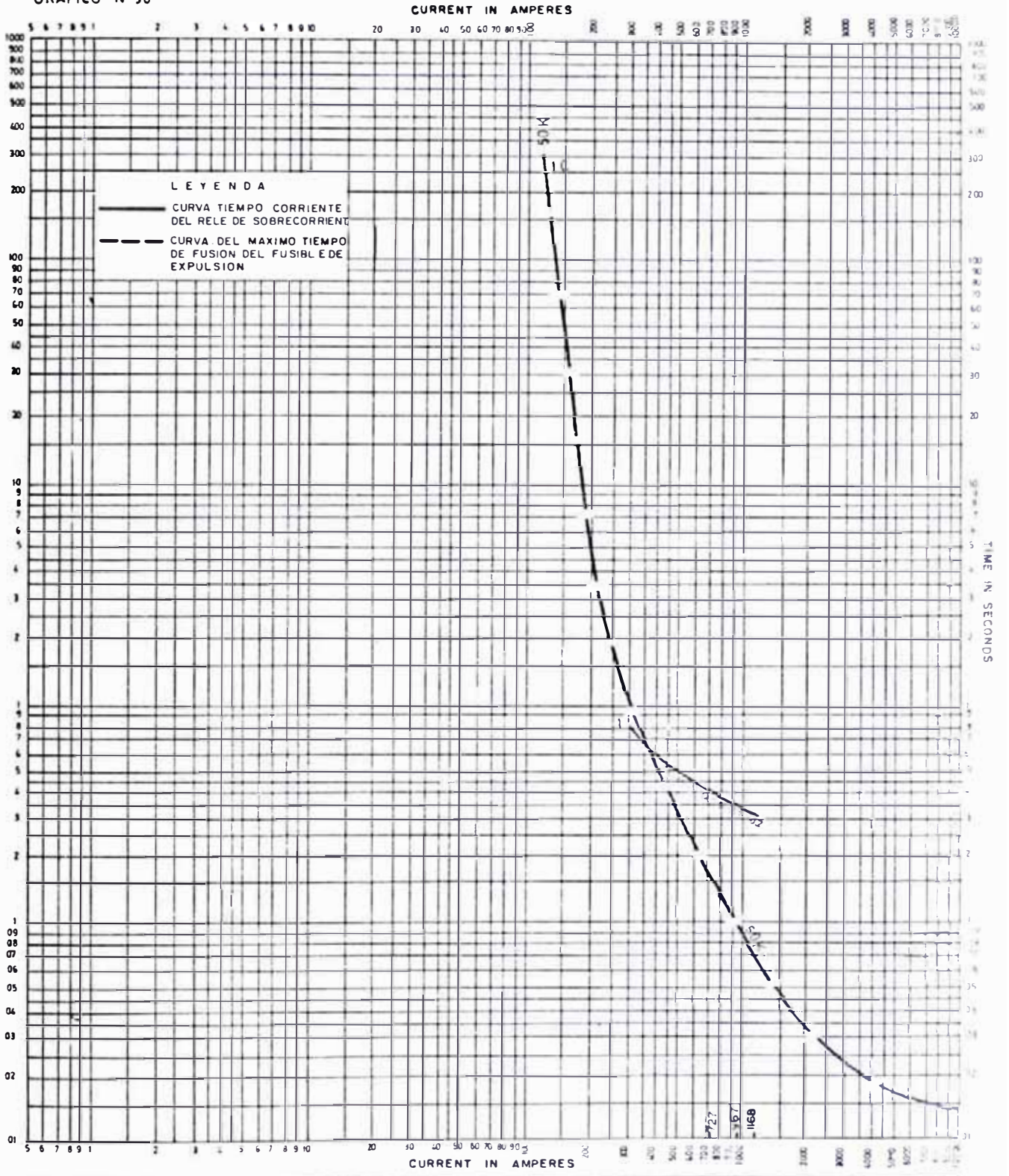
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN 0, 4, 5 y 6 DE LA TERNA 0-242

GRAFICO Nº 35



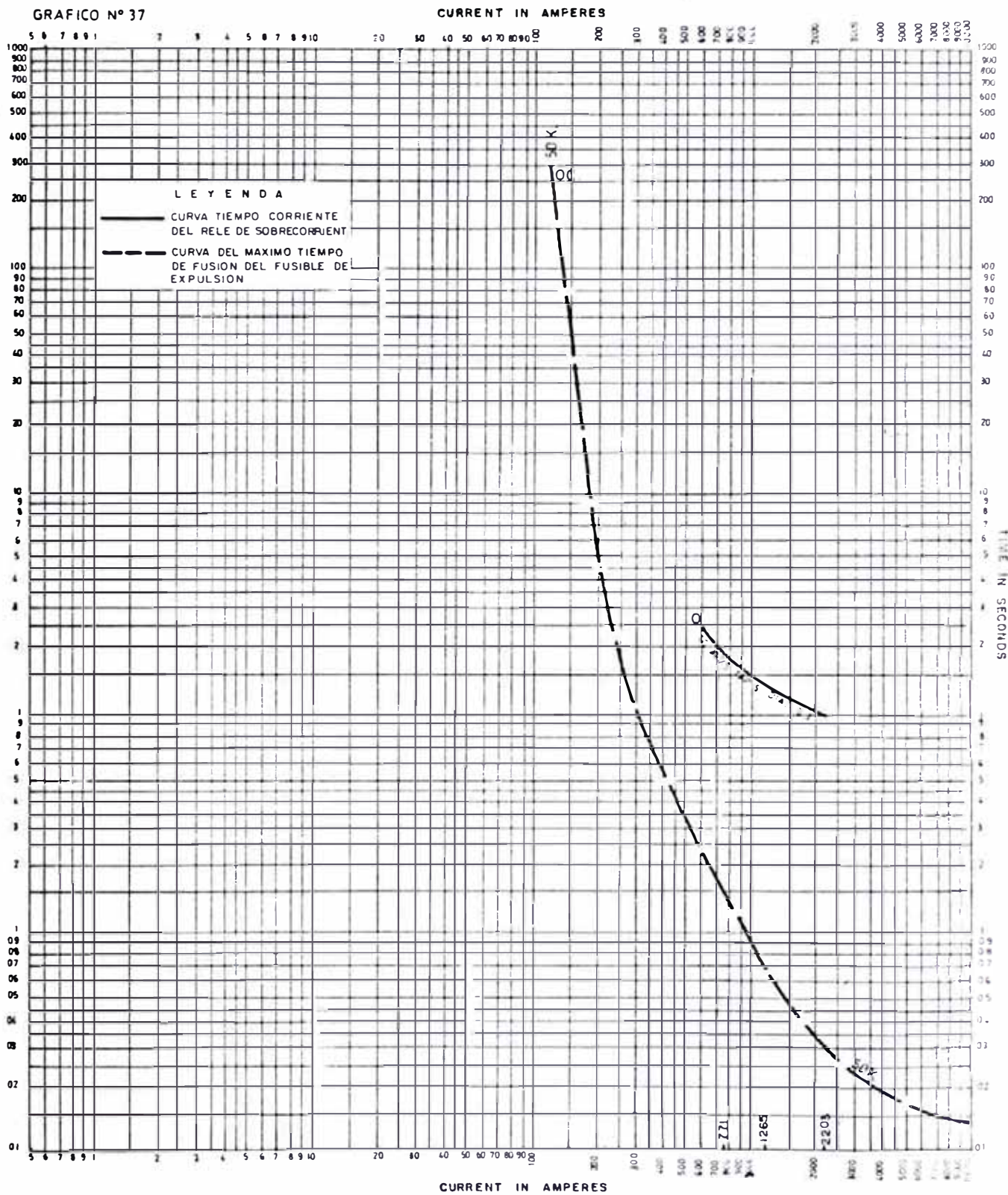
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN 0,4 Y 7 DE LA TERNA 0-242

GRAFICO N° 36



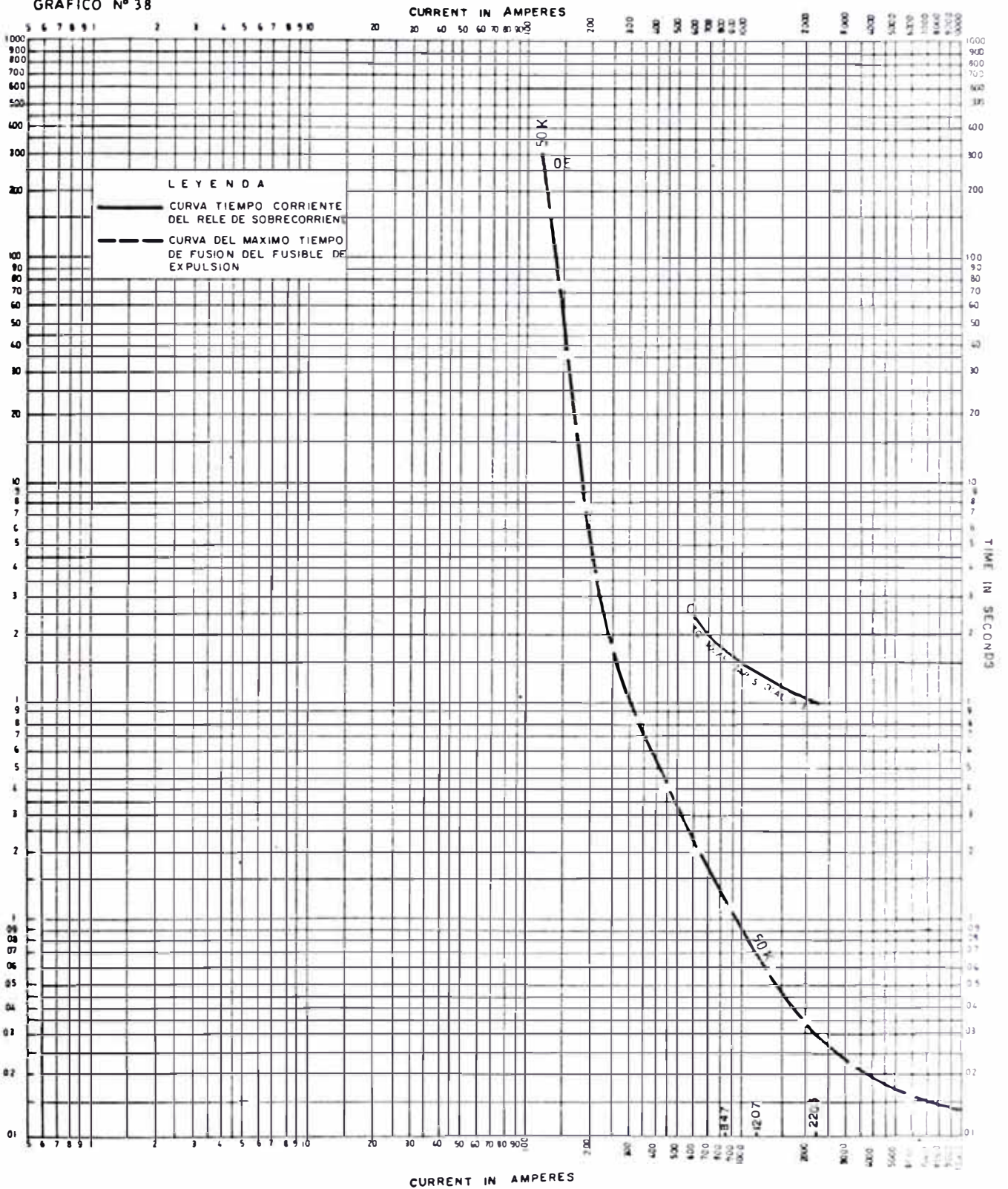
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN I y IC DE LA TERNA 0- 242

GRAFICO Nº 37



COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN O y OC DE LA TERNA O - 242

GRAFICO N° 38



COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN O y OE DE LA TERMA O- 242

$$T_c' = 3.5$$

$$T_a = (TMS) (T_c)$$

$$T_a = (0.148) (3.5)$$

$$T_a = 0.518 \text{ ''}$$

II. Protección en 0 : Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. = 300/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,541}{300 \times 1} = 5.136$$

$$T_c' = 3.9''$$

$$T_a' = 0.518 + 0.5 = 1.018''$$

$$TMS = \frac{1.018}{3.9} = 0.261$$

Falla en 0 :

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{2,203}{300 \times 1} = 7.34$$

$$T_c = 3.3''$$

$$T_a = (0.261) (3.3) = 0.861''$$

Falla en 4 :

I. Protección en 4: Fusible 50 K

$$I_{cc} \text{ máx} = 1,442 \text{ Amp.}$$

$$T_a = 0.055''$$

II. Protección en 3: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. = 100/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,442}{100 \times 1} = 14.42$$

$$T_c' = 2.5$$

$$T_{a'} = 0.055 + 0.5 = 0.555$$

$$TMS = \frac{0.555}{2.5} = 0.222$$

Falla en 3:

I. Protección en 3: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{1,541}{100 \times 1} = 15.41$$

$$T_c = 2.4''$$

$$T_a = (0.222)(2.4) = 0.532''$$

II. Protección en 0 : Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. 300/5$$

$$PSM = \frac{1,541}{300 \times 1} = 5.136$$

$$T_{c'} = 3.9''$$

$$T_{a'} = 0.532 + 0.5 = 1.032''$$

$$TMS = \frac{1,032}{3.9} = 0.264$$

Falla en 0:

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{2,203}{300 \times 1} = 7.34$$

$$T_c = 3.3''$$

$$T_a = (0.264)(3.3) = 0.871''$$

Falla en 5:

I. Protección 5: Fusible 65K

$$I_{cc \text{ máx}} = 1,541 \text{ Amp.}$$

$$T_a = 0.067''$$

II. Protección en 0 : Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\%$$

$$T.C. = 300/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,541}{300 \times 1} = 5.136$$

$$Tc' = 3.9''$$

$$Ta' = 0.067 + 0.5 = 0.567''$$

$$TMS = \frac{0.567}{3.9} = 0.145$$

Falla en 0:

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{2,203}{300 \times 1} = 7.34$$

$$Tc = 3.3''$$

$$Ta = (0.145)(3.3) = 0.479''$$

Falla en CA:

I. Protección en OA: Fusible 80 K

$$I_{cc} \text{ máx} = 2,150 \text{ Amp.}$$

$$Ta = 0.065$$

II. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\%$$

$$T.C. : 300/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{2,150}{300 \times 1} = 7.16$$

$$Tc' = 3.4$$

$$Ta' = 0.065 + 0.5 = 0.565$$

$$TMS = \frac{0.565}{3.4} = 0.166$$

Falla en CE:

I. Protección en CE : Fusible 50 K

$$I_{cc} \text{ máx} = 1,813 \text{ Amp.}$$

$$T_a = 0.04''$$

II. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. = 300/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,813}{300 \times 1} = 6.04$$

$$T_c' = 3.7$$

$$T_a' = 0.04 + 0.5 = 0.54''$$

$$TMS = \frac{0.54}{3.7} = 0.145$$

En los gráficos No. 39, 40, 41, 42 y 43. se muestran las curvas correspondientes a las protecciones en la terna 0-243.

c. Coordinación de los Relés de sobrecorriente de tiempo inverso y fusibles tipo "K" de la terna 0.343

Según el diagrama No. 9 y el cuadro No. 19, tenemos:

Falla en 3:

I. Protección en 3: Fusible 50 K

$$I_{cc} \text{ máx} = 768 \text{ Amp.}$$

$$T_a = 0.15''$$

II. Protección en 2: Relé de sobrecorriente

$$PS = 80\% \quad T.C. : 100/5$$

$$PSM = \frac{768}{100 \times 0.8} = 9.6$$

$$T_c' = 3.0$$

$$T_a' = 0.15 + 0.5 = 0.65''$$

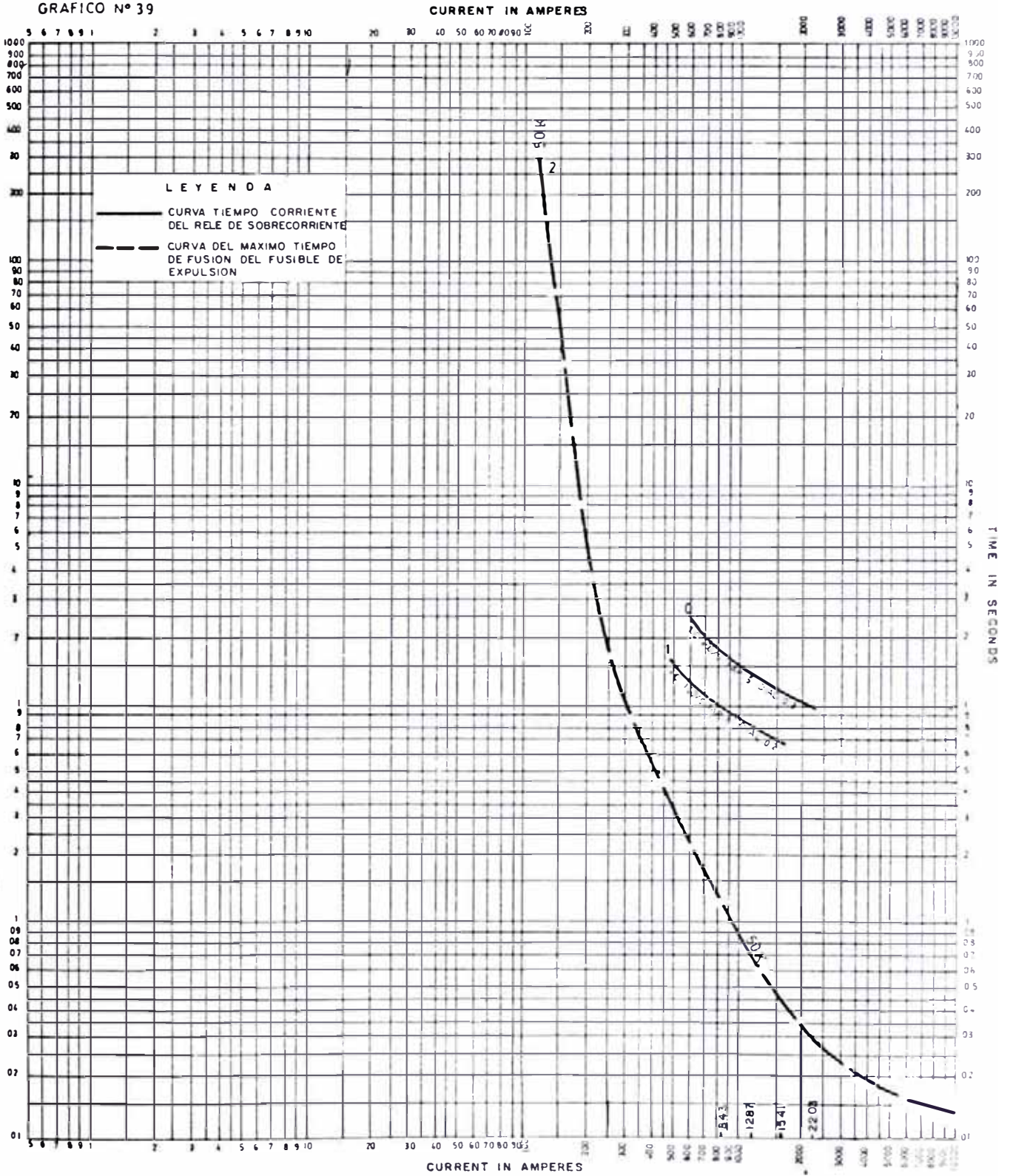
$$TMS = \frac{0.65}{3.0} = 0.216$$

CUADRO N.º. 24

PROTECCIONES EN LA TERNA Ø - 243

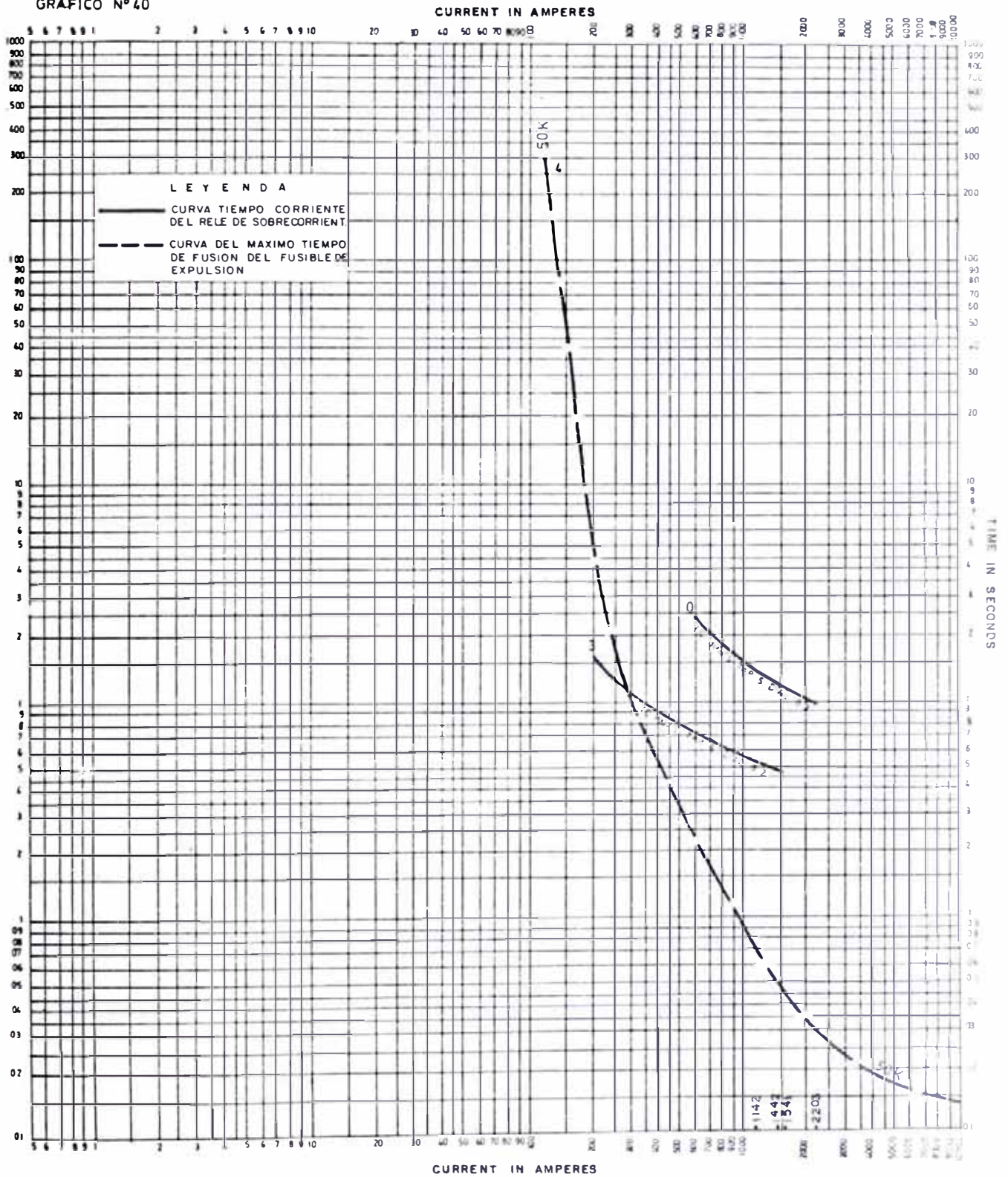
Ubicación (código)	Protección	Transformadores de corriente (relación)	Ajuste del TAPS (PS)	Ajuste del DIAL (TMS)
0	Relé	300 / 5	100 %	0.3
1	Relé	150 / 5	160 %	0.2
2	Fusible 50 K			
3	Relé	100 / 5	100 %	0.2
4	Fusible 50 K			
5	Fusible 50 K			
CA	Fusible 80 K			
OE	Fusible 50 K			

GRAFICO N° 39

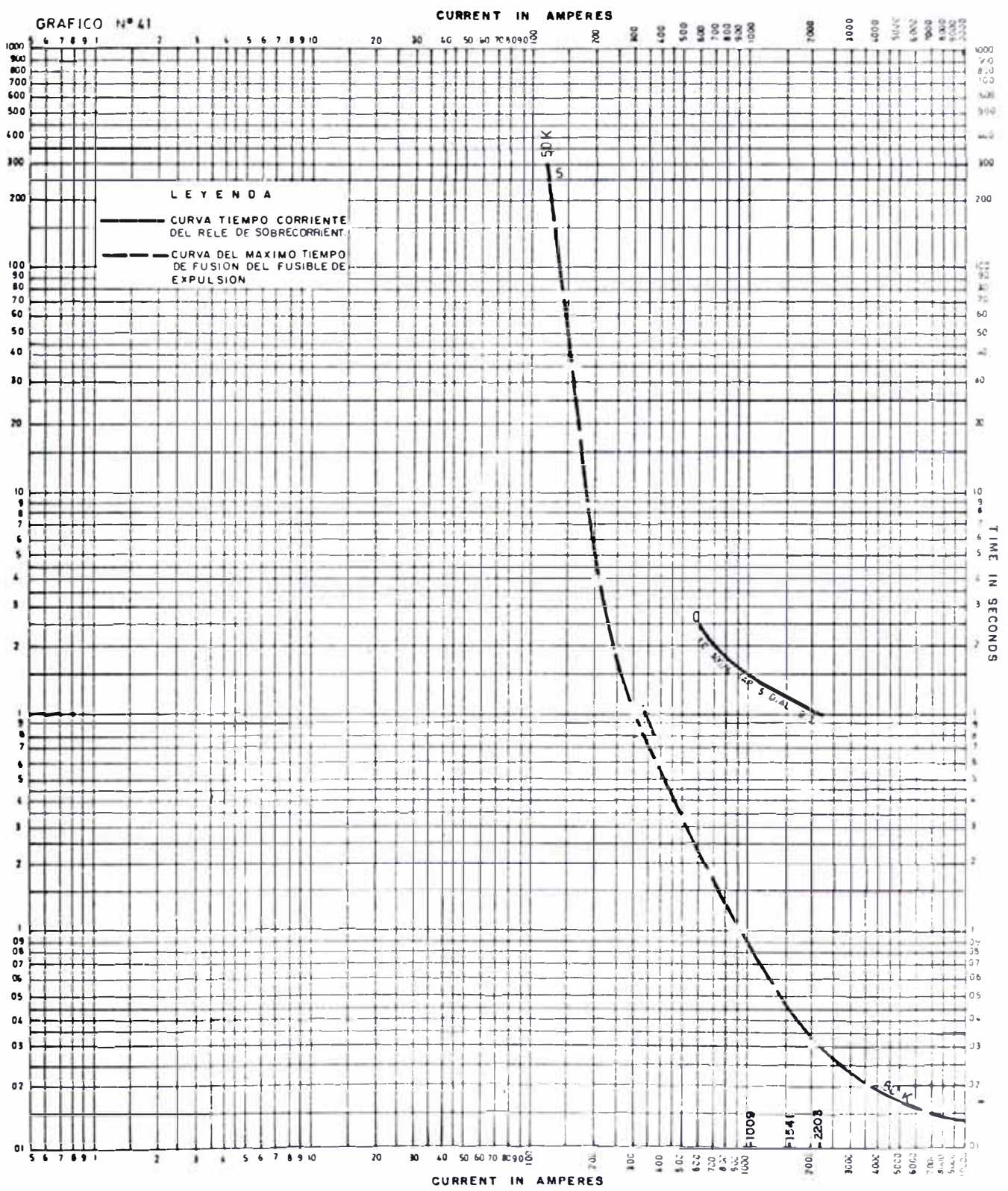


COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN 0, 1 y 2 DE LA TERNA 0 - 243

GRAFICO N° 40

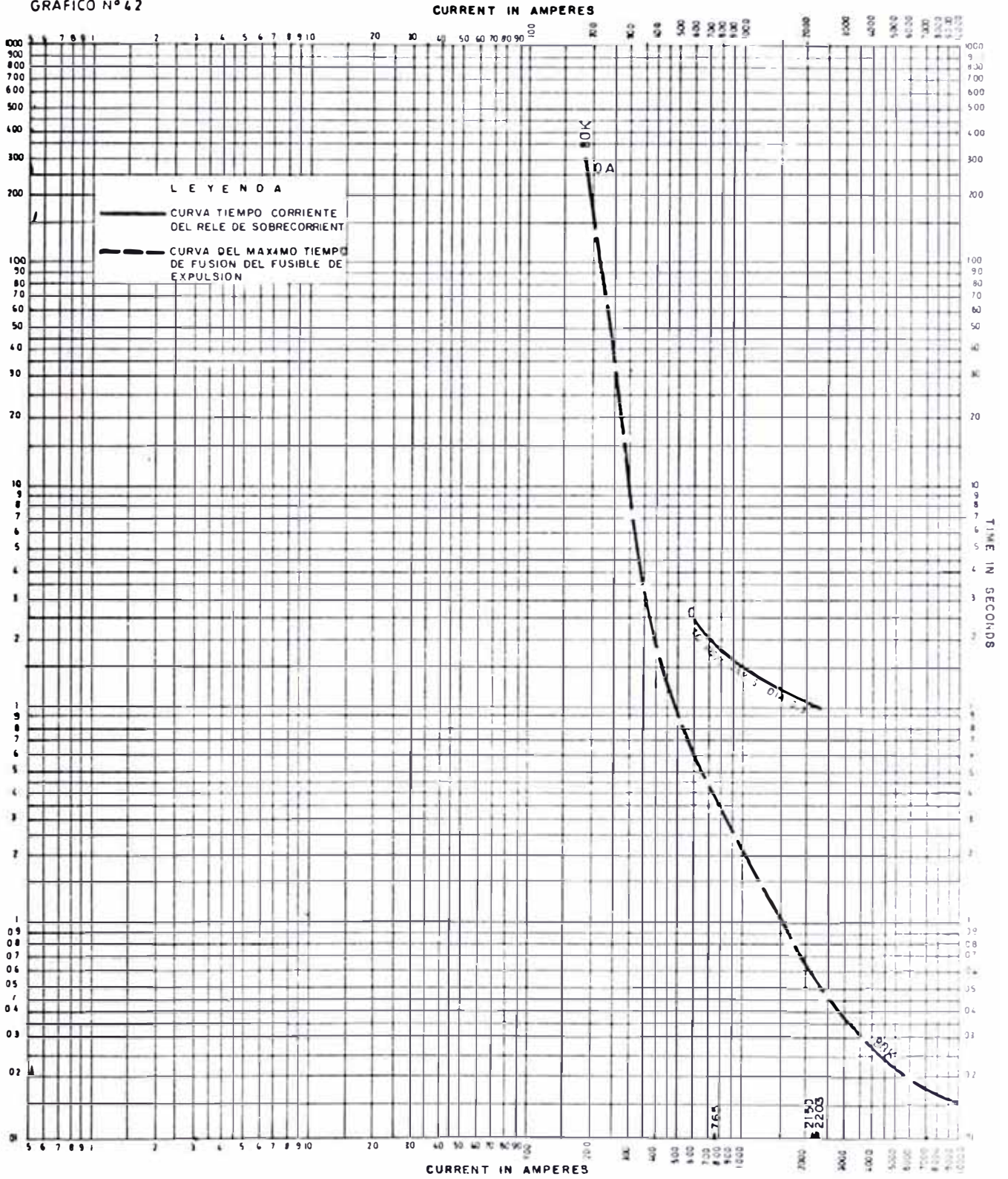


COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN 0, 3 y 4 DE LA TERNA 0-243



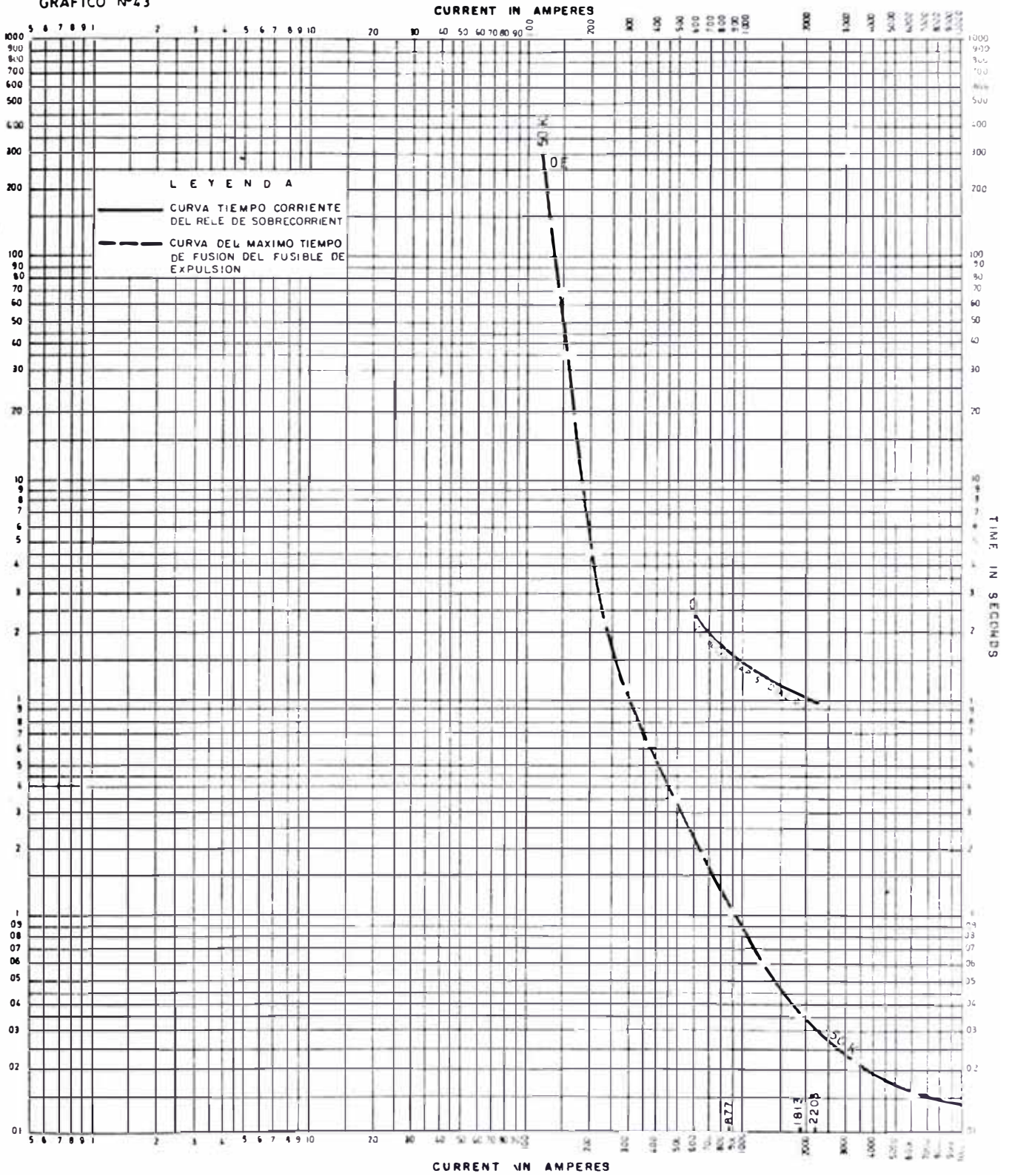
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN 0 y 5 DE LA TERNA 0- 243

GRAFICO N° 42



COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN O y OA DE LA TERNA 0 - 243

GRAFICO Nº43



COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN O y OE DE LA TERNA 0-243

Falla en 2 :

I. Protección en 2: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{985}{100 \times 0.8} = 12.31$$

$$T_c = 2.7$$

$$T_a = (0.216)(2.7) = 0.58$$

II. Protección en 1: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. : 150/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{985}{150 \times 1} = 6.56$$

$$T_c' = 3.5$$

$$T_a' = 0.58 + 0.5 = 1.08''$$

$$TMS = \frac{1.08}{3.5} = 0.308$$

Falla en 1 :

I. Protección en 1: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{1,155}{150 \times 1} = 7.7$$

$$T_c = 3.3''$$

$$T_a = (0.308) (3.3) = 1.01''$$

II. Protección en 0 : Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \quad T.C. \quad 300/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,155}{300 \times 1} = 3.85$$

$$T_c' = 4.6''$$

$$T_a' = 1.01 + 0.5 = 1.51''$$

$$TMS = \frac{1.51}{4.6} = 0.328$$

Falla en 0:

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{1,960}{300 \times 1} = 6.53$$

$$T_c = 3.5$$

$$T_a = (0.328)(3.5) = 1.148''$$

Falla en 5 ó en 6:

I. Protección en 5 ó en 6: Fusible 50 K

$$I_{cc \text{ máx}} = 915 \text{ Amp.}$$

$$T_a = 0.11''$$

II. Protección en 4: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \qquad T.C. 150/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{915}{150 \times 1} = 6.1$$

$$T_c' = 3.6$$

$$T_a' = 0.11 + 0.5 = 0.61$$

$$TMS = \frac{0.61}{3.6} = 0.169$$

Falla en 4:

I. Protección en 4: Relé de sobrecorriente

$$PSM = \frac{1,155}{150 \times 1} = 7.7$$

$$T_c = 3.3''$$

$$T_a = (0.169)(3.3) = 0.559''$$

II. Protección en 0: Relé de sobrecorriente

$$PS = 100\% \qquad T.C. : 300/5 \text{ A}$$

$$PSM = \frac{1,155}{300 \times 1} = 3.85$$

$$T_c' = 4.6''$$

$$T_a' = 0.559 + 0.5 = 1.059''$$

$$TMS = \frac{1.059}{4.6} = 0.230$$

Falla en 0:

I. Protección en 0: Relé de sobrecorriente:

$$PSM = \frac{1,960}{300 \times 1} = 6.53$$

$$T_c = 3.5$$

$$T_a = (0.230)(3.5) = 0.805''$$

En los gráficos Nos. 44, 45 y 46, se muestran las curvas correspondientes a las protecciones en la tema 0-343.

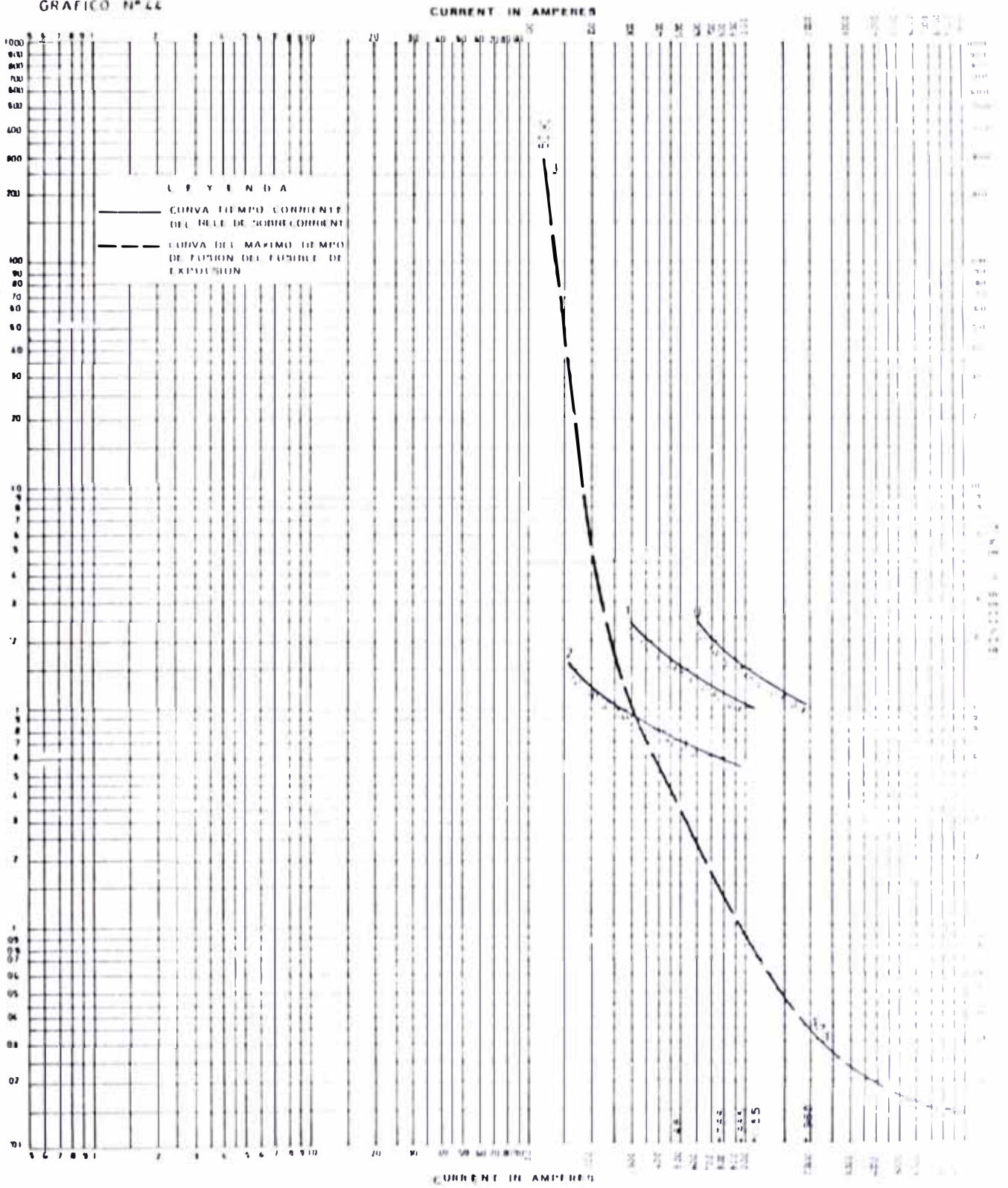
Los relés de sobrecorriente de tiempo inverso a instalarse, tendrán mando para abrir interruptores de volumen reducido de aceite. Para dicho mando se usará una fuente auxiliar de corriente continua.- Todos estos elementos se instalarán en los puestos de protección y maniobra, tal como se indica en el plano No. 2.

CUADRO N^o. 25

PROTECCIONES EN LA TERNA Ø - 343

Ubicación (código)	Protección	Transformadores de corriente (relación)	Ajuste del TAPS (PS)	Ajuste del DIAL (TMS)
0	Relé	300 / 5	100 %	0.3
1	Relé	150 / 5	100 %	0.3
2	Relé	100 / 5	80 %	0.2
3	Fusible 50 K			
4	Relé	150 / 5	100 %	0.2
5	Fusible 50 K			
6	Fusible 50 K			

GRAFICO N° 44



COORDINACION DE LAS PROTECCIONES N° 0, 1, 2 y 3 DE LA LÍNEA 0-54.5

