

Numerical relays and coordination of protections

F. Toledo T.
 Área Eléctrica, UAM –A
 Ciudad de México, México
 ftoledo2@azc.uam.mx

M. A. Tabares S.
 Unidad de Confiabilidad, CENACE
 Ciudad de México, México
 miguel.atabaress.11@gmail.com

Abstract-- Studies on the coordination of overcurrent protections reached a boom in which technological improvements were incorporated, with supposed more sensitive and selective numerical protection schemes. Experience shows, especially in industrial systems, characterized by similarity and large values of short-circuit currents; that classic foundations of protection and coordination have been omitted. This becomes relevant when the system mixes overcurrent relays from all three generations.

A characterization and adjustment methodology are presented comparing the advantages of existing technologies, including the influence of current transformers and response times of power switches, to comply with the suggested coordination margins, guaranteeing the selectivity of the protection scheme.

Keywords: Instrument transformers, Protection electric, Power distribution, Power system protection, Relays.

I. INTRODUCTION

Las normativas internacionales establecen los requerimientos técnicos-operativos mínimos que están obligados a cumplir los usuarios del sistema eléctrico. Para el caso de México, existen 10 tipos de usuarios, para cada uno de los cuales la Comisión Reguladora de Energía describe Manuales Regulatorios de Requerimientos Técnicos. Un grupo importante dentro de los usuarios se encuentran los Centros de Carga en media tensión; la Tabla I presenta los requerimientos mínimos en cuanto a estudios a realizar.

TABLA I
 REQUERIMIENTOS DE CENTROS DE CARGA [1]

Requerimiento	Centro de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada de < 1MW	Centro de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada de ≥ 1MW	Centro de Carga conectados en Alta Tensión
2.1 Tensión	Aplica	Aplica	Aplica
2.2 Frecuencia	Aplica	Aplica	Aplica
2.3 Corto circuito	Aplica	Aplica	Aplica
2.4 Factor de potencia	No aplica	Aplica	Aplica
2.5 Protecciones	Aplica	Aplica	Aplica
2.6 Control	Aplica solo para RDC	Aplica solo para RDC	Aplica solo para RDC
2.7 Intercambio de información	Aplica conforme lo señale el manual de TIC	Aplica conforme lo señale el manual de TIC	Aplica conforme lo señale el manual de TIC
2.8 Calidad de la potencia	Aplica solo el desbalance de tensión y corriente	Aplica	Aplica

Puede observarse que el requerimiento de protecciones es aplicable a todos los tipos de centros de cargas tanto de media como de alta tensión.

II. COMPONENTES DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN

La filosofía de protección contra sobrecorriente es una disciplina que ha evolucionado en paralelamente con el desarrollo de los sistemas eléctricos. Los objetivos principales de este esquema se resumen como:

- Minimizar los daños causados por la falla.
- Reducir la exposición del personal al arco eléctrico.
- Obtener tiempos mínimos de eliminación de la falla con el objeto de impedir inestabilidades que conlleven a disgregación del sistema.

El esquema básico de protección contra sobrecorriente (ver figura 1) contiene 3 elementos: Transformadores de corriente (TC), relevador de sobrecorriente (49, 50, 51) e interruptor de potencia (52).

A. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los TC juegan un papel muy importante en la funcionalidad del esquema. Existen dos tipos principales de acuerdo a su aplicación: Protección (P) y Medición (M). Los transformadores de corriente actuales prácticamente no han cambiado en cerca de 90 años de utilización. Su circuito de acoplo magnético debe mantener la proporcionalidad entre las corrientes primaria y secundaria, existiendo adicionalmente TC's multi-relación [2]. El valor normalizado para la corriente nominal secundaria siempre fue de 5A. Con la llegada de los relevadores micro procesados, la corriente nominal secundaria ahora es de 1A o inclusive es del orden de miliamperios (mA) llamándoles en estos casos sensores de corriente.

- *Relación de Transformación (RTC, KTC).* Los TC se emplean principalmente para reducir en forma proporcional la corriente circulante en un equipo y para aislar conductivamente un circuito. Para su determinación, es necesario considerar dos principios básicos:

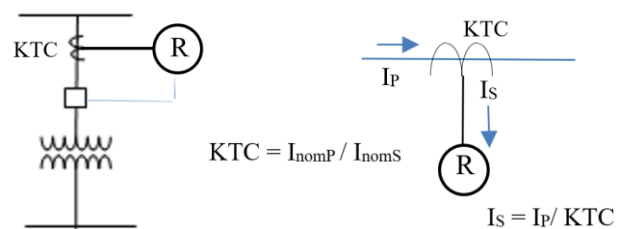


Fig. 1 Transformadores de Corriente. [3]

- La corriente nominal primaria (I_{nomP}) debe ser de un valor superior a la corriente nominal del equipo a proteger.
- Para TC's tipo P, la I_{nomP} por 20, debe ser mayor al valor de cortocircuito en la localidad del TC, para evitar saturación y pérdida de linealidad del dispositivo.

- *Clase de precisión.* Definida como la máxima desviación (%) que el instrumento puede incluir en un proceso de

medición. La precisión de un TC para protección se designa por un número (índice de clase) y la letra P, asignada y la carga de precisión.

El índice de clase especifica el límite superior compuesto por la corriente límite de precisión que es de un máximo del 10%, para todo el rango entre 1 y 20 veces la corriente nominal del secundario para el caso de TC's. Este parámetro define el intervalo de confianza de los valores que entrega en el(los) devanado(s) secundario(s). Las clases de precisión normales para TCs de protección son 5P y 10P. La Tabla II, presenta los valores límite de error para TC tipo P [4].

Transformadores ópticos. Con el desarrollo de los sistemas de medición y control basados en circuitos de estado sólido, la medición a través de electrones ha tomado una evolución natural; sin embargo, hoy en día se han presentado condiciones técnicas y económicas apropiadas y ventajosas para desarrollar sistemas de medición a través de fotones. Por su peso reducido, ancho de banda (necesario para la medición de armónicos y transitorios) que permite una gran capacidad de transmisión de señales digitales, características dieléctricas que la hacen insensible a cualquier efecto de los campos eléctrico y magnético, se ha impulsado el uso de la fibra óptica como medio de comunicación y sensor no electromagnético.

TABLA II
 LÍMITES DE ERROR PARA TC'S TIPO P [4]

Clase de precisión	Error de intensidad para la corriente primaria asignada (%)	Error angular para la corriente nominal primaria (minutos)	Error compuesto para la I límite primaria de precisión (%)
5P	± 1	± 60	5
10P	± 3	--	10

Para determinar los errores de ángulo y magnitud, el burden impuesto debe ser inductivo e igual a la carga de precisión con un f.p. de 0.8 (atrasado), excepto cuando sea inferior a 5VA, en cuyo caso podrá ser puramente resistivo.

- *Burden.* Cargabilidad máxima aplicable al TC sin que se exceda el error definido por su clase de precisión. Existe una diferencia entre la especificación del burden; para IEC se da en (VA) y ANSI en (Ω).

B. RELEVADORES

El dispositivo debe ser capaz de soportar una corriente de 20 veces la corriente nominal, sin exceder una corrección del 10% en corrientes. La sensibilidad del relevador, básicamente representa la capacidad que tiene el instrumento en discernir binariamente la respuesta en términos de la magnitud mínima de influencia (corriente en este caso). Para el caso de relevadores numéricos viene influenciada significativamente por los pasos de ajuste de disparo especificados en el manual específico del relevador. Debe vigilarse el límite térmico (I^2t) del dispositivo, a 1s o a 1 ciclo, según fabricante y adecuar la KTC empleada en caso de ser rebasada [5].

La corriente de arranque (I_{DP}) se define como el valor mínimo de corriente circulante a través del relevador que producirá su acción de respuesta (disparo), este concepto tiene, de conformidad a cada fabricante, diferentes acepciones como: I_{pickup} , Corriente mínima de disparo, $I_{arranque}$, entre otras. La figura 2 muestra las gráficas de

fabricante en la que se observan diferencias entre las corrientes mínimas de disparo de cada dispositivo.

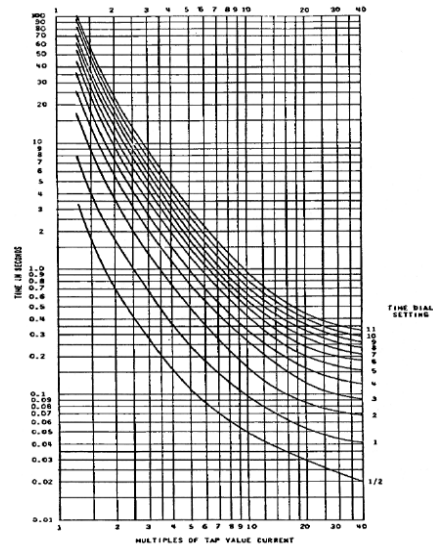
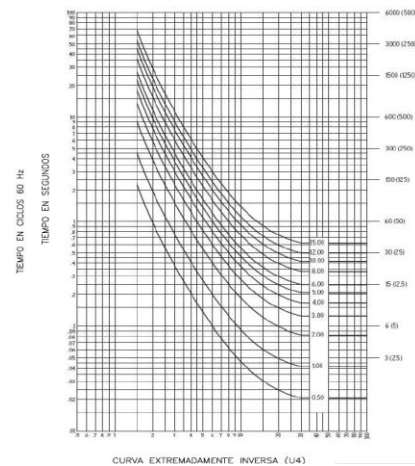


Figure 13: Typical Time Curves of the Type CO-11 Relay.



CURVA EXTREMADAMENTE INVERSA (U4)

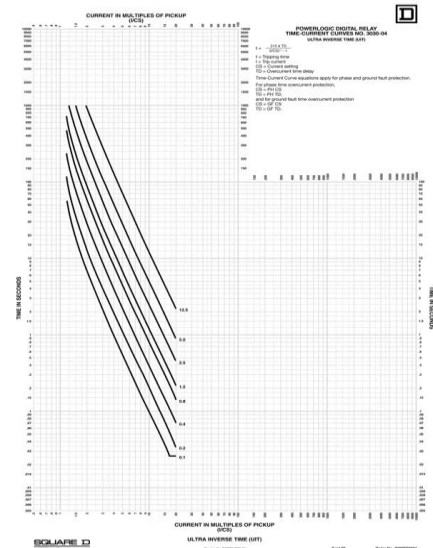


Fig. 2 Valores de corriente de arranque. ABB, SEL, SquareD.

Es importante aclarar que este valor de arranque cada fabricante lo selecciona de acuerdo a sus características de diseño y constructivas. Para los relevadores numéricos IEEE Std C37.112-2018 [6], define la validez de las ecuaciones correspondientes en un rango de 15-20 veces el valor de ajuste (TAP). La gráfica queda definida por una ecuación que

normalmente es asintótica al valor de 1.

Cuando se cuenta con la característica gráfica $I-t$, este valor es simple de determinar, la figura 3 muestra los parámetros involucrados.

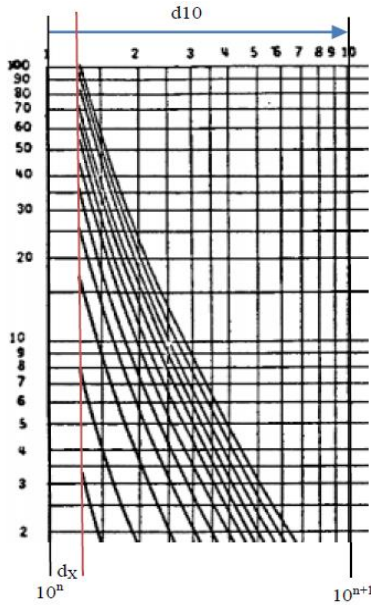


Fig. 3 Parámetros involucrados en la determinación de I_{DP} . [7]

Donde:

- d_{10} Distancia entre décadas de la gráfica [cm]
- d_x Distancia entre la década inferior y I_{DP} [cm]
- 10^n Valor inferior de la década
- 10^{n+1} Valor superior de la década

Una vez determinados los valores de d_{10} y d_x (se recomienda utilizar un tamaño suficientemente grande de la hoja para diferenciar al menos en décimas de cm), se utiliza la simple fórmula (1) para determinar el valor de I_{DP} .

$$I_{DP} = [10^n] 10^{(d_x/d_{10})} \quad (1)$$

Con un sencillo ejercicio comparativo, en la fig.2 se observa una diferencia entre los valores de I_{DP} . Este valor normalmente se expresa como **múltiplos de la corriente de ajuste**, también conocida desde la antigüedad como ajuste **TAP**.

Se caracterizan en forma independiente todos y cada uno de los dispositivos de protección que van a estar incluidos en el estudio, esto implica la caracterización corriente tiempo de acuerdo a las curvas características corriente-tiempo publicadas por el fabricante. Cada curva de los dispositivos de protección, fue modelada utilizando una regresión lineal-logarítmica, por el método de mínimos cuadrados, obteniendo una función matemática de la forma [9]:

$$\log t = a_0 + a_1 \log I + a_2 \log^2 I + \dots + a_n \log^n I \quad (2)$$

Donde:

- t tiempo [s]
- I corriente [A] o múltiplos de corriente
- a_i coeficientes de regresión logarítmica

Se aplica el procedimiento descrito a la curva del relevador *Westinghouse CO-11*, curva dial 1, mostrado en la figura 2,

de lo cual se obtienen los puntos mostrados en la Tabla III, tiempo (t), distancia entre la década inferior y $I_{DP}(d_x)$ y Múltiplos de TAP (MT).

TABLA III
PUNTOS $I-T$ DEL RELEVADOR CO-11

t (s)	d_x (cm)	I (MT)
8.0	0.4	1.266
4.0	0.7	1.511
1.0	1.5	2.424
0.5	2.05	3.354
0.2	2.95	5.707
0.1	3.9	10.00
0.04	2.75	50.71

Estos valores se ingresan a la rutina computacional que determina los coeficientes de la regresión logarítmica descrita en la ecuación (1), obteniendo el archivo descrito en la Tabla IV. El conjunto de estos coeficientes, conforman el polinomio se utiliza posteriormente para la representación gráfica del dispositivo en la hoja normalizada log-log [8]. Cabe mencionar que este procedimiento también es aplicable cualquier dispositivo con características gráficas corriente tiempo.

TABLA IV. PARÁMETROS DEL RELEVADOR WH CO-11

Número de coeficientes del polinomio: 6	
Corrientes inicial y final (múltiplos de TAP)	
COINIT	COFIN
1.266380	50.71
Coefficientes $s(i)$ de la regresión	
Número de coef.	Coefficiente
1	0.1429022E+01
2	-0.5405072E+01
3	0.6337146E+01
4	-0.5643540E+01
5	0.2800348E+01
6	-0.5367118E+00

C. INTERRUPTORES DE POTENCIA

- *Capacidad interruptiva*. Se selecciona de acuerdo a la tensión nominal en la ubicación del interruptor, utilizando los valores obtenidos de corriente de cortocircuito de segunda red (IEEE) [3]. Las capacidades nominales del interruptor no deben ser excedidas por los valores obtenidos en el estudio. Asimismo, es importante considerar la velocidad del interruptor (normalmente en ciclos a una frecuencia nominal) para la determinación del tiempo global de actuación del esquema.

III. SISTEMA DE REFERENCIA

La figura 4 muestra un sector de un sistema real al que se le aplicarán comparativamente las reglas de ajuste y coordinación.

T_T Tasa de transferencia. Este parámetro se determina como la suma de las potencias nominales (MVA) de todos los transformadores conectados al alimentador (misma tensión).

A. SELECCIÓN Y AJUSTES DE DISPOSITIVOS

Transformador 500kVA ONAN 34.5/0.22kV $z = 4.25\%$
 Dyt

Se reportan directamente los **Dispositivos 1, 2 y 3** por no ser objeto directo de este trabajo, pero si representan la frontera inferior para los relevadores hacia el punto de interconexión de la red (CFE). Este relevador, designado como [CFE] en la ruta, representa la frontera superior y tiene un ajuste asignado, esto implica que representa la frontera superior de los dispositivos considerados en la ruta y es una limitación en cuanto al cumplimiento de los márgenes de coordinación (Hoja 1).

Dispositivo 1

MASTERPACK NW16. Sensor 1600A. Retardo largo: $l=0.9$; $t=2s$.
 Retardocorto: $l=2.0$; $t=0.1$ INST=OFF

Dispositivo 2

Fusible HI-TECH TransGuard FX 12A

Dispositivo 3

Fusible HI-TECH TransGuard FX 25A

Dispositivo 4. Relevador de sobrecorriente 50/51. Este dispositivo debe tomar como referencia el fusible 3, por lo que su curva debe de quedar a la derecha y arriba de la del fusible.

-*Selección de la KTC.* La T_T en este caso es de 3.58MVA a la que le corresponde una corriente de $I_T = 5.99A$

- Se elige una KTC = 10:5 con una corriente tolerable de cortocircuito de: $20I_{nomp} = 20(10)A = 200A$

Este valor es inferior al de cortocircuito en la localidad, por lo que la KTC se modifica a: $[2498/20]:5 = 150:5$

Con esto, la corriente que implica saturación es del orden de 3kA.

La mayor parte de los seccionadores, celdas interruptoras y cajas derivadoras para redes subterráneas de Media Tensión (ejemplo), incorporan sus TCs cuyas KTC corresponden a valores de 200:1 y 600:1

Esta característica presenta ambigüedades en cuanto a su aplicación:

+) Fácilmente cumplen con los límites térmicos y de saturación de los equipos.

-) Requieren de sensibilidades muy altas siendo más penoso el esquema a los intervalos de confianza.

En el caso de análisis (parámetros reales) se presenta un juego de TCs 200:1 IEC-10P20, correspondiendo los parámetros de ajuste.

Corriente secundaria = $5.99/(200:1) = 0.02995$ (Asec)

El resultado muy bajo en magnitud, es producto de haber elegido una corriente secundaria muy baja (1A) y una KTC muy alta, requiriendo de una alta sensibilidad por parte del relevador.

Al aplicar las reglas de coordinación la situación mejora debido a que la corriente de disparo del relevador (Asec) debe aumentarse al orden de (90A, 9s).

Datos del relevador: SEL 787, curva $I-t$: US-U4 (EI). Se elige una característica EI por acercarse más a la curva del fusible (Tabla V).

IEEE	IEC
Moderately Inverse (U1)	Standard Inverse (C1)
Inverse (U2)	Very Inverse (C2)
Very Inverse (U3)	Extremely Inverse (C3)
Extremely Inverse (U4)	Long-Time Inverse (C4)
Short-Time Inverse (U5)	Short-Time Inverse (C5)

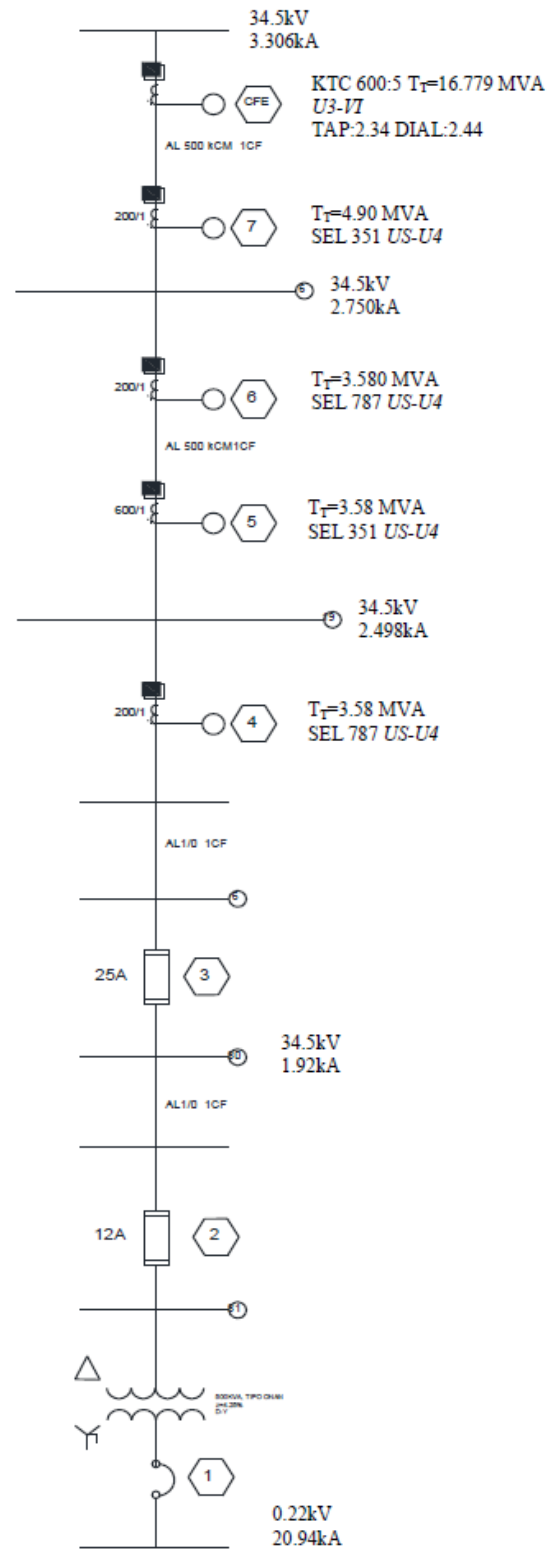
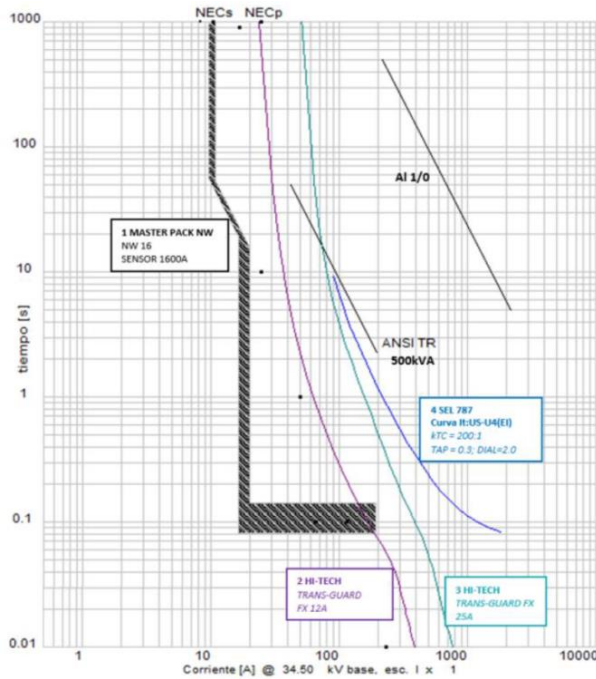


Fig.4 Ruta de coordinación del Sistema de Referencia.

TABLA V
 CURVAS DE RESPUESTAS DEL RELEVADOR



Hoja 1. Dispositivos inferiores al grupo de relevadores.

1 A Nominal: 3 A continuous (4 A continuous at 55°C),
100 A for 1 s, linear to 20 A symmetrical,
250 A for 1 cycle

Burden: 0.13 VA @ 1 A, 1.31 VA @ 3 A

Time-Overcurrent Elements

Pickup Range: 0.25–16.00 A, 0.01 A steps (5 A nominal)
0.05– 3.20 A, 0.01 A steps (1 A nominal)

Ajustes:

SEL 787 US-U4; KTC = 200:1; TAP = 0.3; DIAL = 2.0

Umbral de percepción del esquema:

La corriente de disparo en la gráfica del fabricante (fig.2) corresponde a 1.5 veces el ajuste en corriente.

$$I_s = 90.0 / (200:1) = 0.45 \pm 3\% = [0.4365, 0.4635] A_{sec}$$

$$\text{Corriente primaria} = 0.3(200:1) = 60.0 \pm 3\% = [58.2, 61.8] A @ 34.5kV$$

$$\text{Corriente de disparo primaria} = 1.5(58.2) A @ 34.5kV = 87.3 A @ 34.5kV$$

$$\text{Trasmittibilidad} = \sqrt{3}(34.5kV)(87.3A) = 6.515MVA$$

En la hoja 1 se observa claramente la coordinación del relevador con el fusible.

Dispositivo 5. Relevador de sobrecorriente 50/51. Este dispositivo debe tomar como referencia el relevador 4. Se trata ahora de un cambio de modelo (351) y KTC = 600:1

El empleo de una relación de transformación mayor complica los ajustes del relevador, tomando los valores de referencia, se tendría una corriente mínima de disparo de:

$$I_{prim} = 0.1(600:1)1.5 = 9.0 \pm 3\% = [87.3, 92.3] A @ 34.5kV$$

Se evidencia el hecho de que, al requerir proteger un equipo de menor capacidad (típico de redes industriales) el empleo de KTC tan elevadas, impediría una correcta aplicación.

Ajustes:

Curva I-t: US-U4; KTC=600:1; TAP=0.1; DIAL=2.5

$$I_p = 0.1(600:1)1.5 = 90.0 \pm 3\% = [87.3, 92.3] A_{prim}$$

$$\text{Trasmittibilidad} = \sqrt{3}(34.5kV)(87.3A) = 6.515MVA$$

La coordinación entre relevadores numéricos es extremadamente sencilla, ya que basta para protecciones radiales con elevar el ajuste DIAL (palanca) para separar las curvas el valor correspondiente al margen de coordinación.

Dispositivo 6. Relevador a la llegada de un seccionizador por lo que la tasa de transferencia es mayor. Los datos del equipo son:

Ajustes:

SEL 787 US-U4; KTC = 200:1; TAP = 0.3; DIAL = 2.8

$$I_p = 0.3(200:1)1.5 = 90.0 \pm 3\% = [87.3, 92.3] A_{prim}$$

$$\text{Trasmittibilidad} = \sqrt{3}(34.5kV)(87.3A) = 6.515MVA$$

Estos valores son los mismos que el dispositivo 5.

Dispositivo 7. Relevador a la salida de un seccionizador que alimenta a su vez otros equipos en convergencia, por lo que la tasa de transferencia es mayor. Los datos del equipo son:

Ajustes:

SEL 351 US-U4; KTC = 200:1; TAP = 0.45; DIAL = 2.8

$$I_p = 0.45(200:1)1.5 = 135.0 \pm 3\% = [130.95, 139.05] A_{prim}$$

$$\text{Trasmittibilidad} = \sqrt{3}(34.5kV)(130.95A) = 6.918MVA$$

Se utiliza el mismo DIAL en función de que la curva se desplaza a la derecha por tener una corriente de disparo mayor.

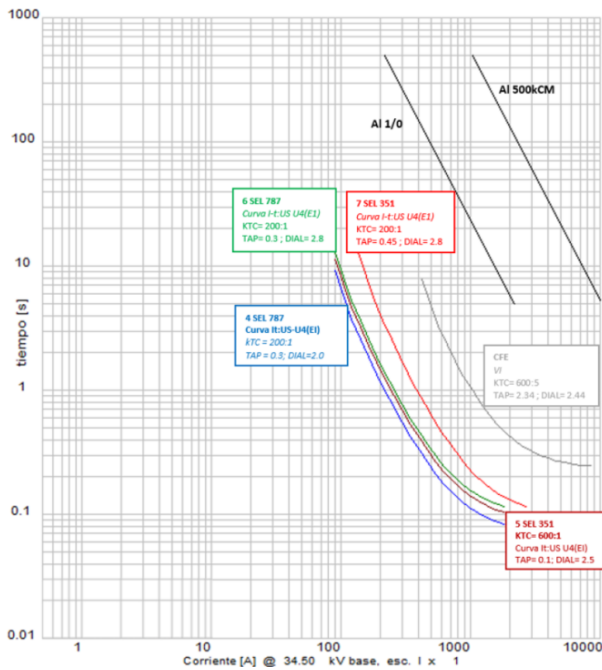
Dispositivo CFE. Este relevador está ajustado por la empresa suministradora y se utiliza como referencia de frontera gráfica de los dispositivos que conforman el sistema analizado. Sus correspondientes ajustes son:

SEL US-U3; KTC = 600:5; TAP = 2.34; DIAL = 2.44

$$I_p = 2.34(600:5)1.5 = \pm 3\% = [408.56, 433.84] A_{prim}$$

$$\text{Trasmittibilidad} = \sqrt{3}(34.5kV)(408.56A) = 24.413MVA$$

La hoja 2 presenta las gráficas correspondientes a los relevadores del 4 a CFE. Se observa una adecuada secuencia de operación entre dispositivos; sin embargo, si se hace referencia a la recomendación IEEE-242[5], para los valores de corrientes de cortocircuito (tercera red) calculados previamente para la red (alrededor de 2 y 3.5 kA), los valores en tiempo *no garantizan* selectividad.



Hoja 2. Coordinación a soporte de voltaje.

For induction disk relays, the minimum desired time margin for a 5 cycle breaker is generally 0.30 seconds:

5 cycle breaker	0.08 seconds
relay over-travel	0.10 seconds
CT ratio & safety factor	<u>0.12 seconds</u>
	0.30 seconds

For digital relays, the minimum desired time margin for a 5 cycle breaker is generally 0.25 seconds:

5 cycle breaker	0.08 seconds
relay accuracy ± 0.2 sec.	0.04 seconds
CT ratio & safety factor	<u>0.13 seconds</u>
	0.25 seconds

Fig. 5. Márgenes de selectividad relevador-relevador [9].

Operativamente estos márgenes se podrían aumentar elevando los correspondientes ajustes DIAL de cada dispositivo, sin embargo, conviene aclarar que el relevador del enlace con CFE no puede elevarse por lo que al pretender alcanzar los tiempos mínimos de operación de los dispositivos que permitan garantizar la selectividad del esquema, llegarían a intersectar a la protección principal. El modelo gráfico permite garantizar una selectividad aceptable.

IV. CONCLUSIONES

- La clase de precisión de los TC debe ser tomada en cuenta en la determinación de los ajustes de disparo de la protección. Debe utilizarse, siempre que sea posible, corrientes nominales secundarias de 5A.
- El principio básico de la protección es: primero proteger y, si es posible, coordinar. No existe la obligación de sacrificar protección contra coordinación.
- En el caso de relevadores de primera y segunda generación, el valor de la corriente de disparo es un parámetro que puede ser definido a través de un simple análisis gráfico. Obteniendo certeza en los valores de disparo.
- En una coordinación relevador-fusible, es común el empleo de fusibles limitadores de corriente por lo que no es aplicable la aplicación de márgenes de coordinación dado que el fusible tendrá una corriente de umbral inferior al valor de falla coincidente a ambos dispositivos.
- Para el caso de relevadores numéricos, de conformidad a las ecuaciones de respuesta, las curvas se comportan asintóticamente al valor unitario del ajuste de disparo, por lo

que es conveniente que, en caso de no brindar la curva de respuesta, se especifique claramente el valor de esta corriente.

- Se ha presentado el caso en que, ciertas marcas presentan curva de respuesta, con una corriente inicial plenamente definida; sin embargo, aluden a que la corriente de disparo “es cualquier valor superior a 1”, teniendo respuestas en tiempos extremadamente largos, no aplicables objetivamente a estudios de coordinación.
- Cuando el relevador está enfocado a la protección contra sobrecarga, los valores de ajuste máximo son de alrededor de 125% de la corriente nominal, por lo que una tolerancia máxima del 10% afecta significativamente los valores de disparo.
- El paquete de simulación computacional empleado, en su versión educativa [8], puede obtenerse gratuitamente a las direcciones electrónicas de los autores.

V. REFERENCIAS

- [1] Código de Red: Criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Comisión Reguladora de Energía. Diario Oficial de la Federación, viernes 8 de abril de 2016, México.
- [2] IEEE Std 141-1993. *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. ISBN 1-55937-333-4, USA.
- [3] IEEE Std 551-2006. *IEEE Recommended Practice for Calculation Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*. ISBN 0-7381-4932-2, USA.
- [4] ANSI C57.13-2008. *Standard Requirements for Instrument Transformers*. IEEE Power and Energy Society, USA.
- [5] IEEE Std 242-2001™. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. ISBN 0-7381-2844-9, USA.
- [6] ANSI C37.112-2018. *IEEE Standard for Inverse Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays*. IEEE Power and Energy Society, USA.
- [7] Darrell G. Broussard, P.E. *Selecting Current Transformers*. G.E. Consumer & Industrial Specification Engineer Series. May 2008, USA.
- [8] F. Toledo T. *COORFT2. Algoritmo para la coordinación de protecciones de sobrecorriente para plantas industriales*, v12. UAM-A, 2023, México.
- [9] Qual-Tech Engineers, Inc. *Overcurrent Coordination Guidelines for Industrial Power Systems*. The Electrical Power Engineers, 2014, USA.

VI. BIOGRAFÍA

Fernando Toledo Toledo, nació en la Ciudad de México, el 13 de noviembre de 1956. Se graduó de Ingeniero Industrial en Electricidad. Realizó estudios de Maestría y Doctorado (Ing. Eléctrica) en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, unidad Zacatenco del Instituto Politécnico Nacional. Desde 1981 es profesor investigador de la Universidad Autónoma Metropolitana unidad Azcapotzalco donde produce software didáctico y comercial para el análisis de sistemas eléctricos. ftoledo2@azc.uam.mx

Miguel Ángel Tabares Sánchez, nació en Guerrero, México, el 16 de noviembre de 1994. Se graduó de la Universidad Autónoma Metropolitana de Ingeniero Electricista. Realizó estudios de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica unidad Zacatenco del Instituto Politécnico Nacional. Se interesa en temas de estudio de análisis de sistemas de potencia, coordinación de protecciones, análisis de suministro de energía, seguridad eléctrica y desarrollo de software. Actualmente labora en el Centro Nacional de Control de Energía en el Departamento de Propuestas Dinámicas de la Jefatura de Unidad de Confiabilidad. miguel.atabares.11@gmail.com