

# Evolution of protection coordination in power systems of Refineries in Mexico: electromechanical relays vs. digital relays

Luis Ivan Ruiz Flores<sup>#1</sup>, Nestor A. Hernández M.<sup>#2</sup>, Israel Salazar C.<sup>#3</sup>

*Electrical Systems, Electrical Equipment Department  
Reforma 113, Col. Palmira, C. P. 62490, Cuernavaca, Mor. Mexico*

<sup>1</sup> liruiz@ieee.org

<sup>2</sup> nahernandez@iie.org.mx

<sup>3</sup> israel.salazar@iie.org.mx

**Abstract—** This article presents the modelling of the time-current curves of main electrical equipment in a sector of the refineries in Mexico. The modelling was performed using commercial software, used a route for the coordination of protection in accordance with international standards. Also, are the premises of protection and the curves of main electrical equipment damage, such as: transformers, induction motors, feeders, etc. The coordination of protections, currently in the power systems of oil industry electrical systems, is difficult by the use of curves defined times consequence of using electromechanical relays and the combination with curves with inverse of digital relay times. The use of electromechanical protection relays and digital makes Adaptive coordination, whenever that overlap curves by having operating times exceeding those recommended by international standards. The results of the article, intended to contribute to teaching knowledge and provide practical recommendations to technological changes that occurs in similar industrial facilities, and thus optimize the continuity of service ensuring a proper selectivity of protections.

**Index Terms--** upstream, modeling, reliability, protection devices, inrush, digital relay, electromechanical relay, selectivity, definite time, inverse time.

**Resumen—** Este artículo, presenta el modelado de las curvas tiempo-corriente de los equipos eléctricos principales existentes en un sector de las refinerías en México. El modelado que se realizó mediante un software comercial, utilizó una ruta de coordinación de protecciones conforme a los estándares internacionales. También, se presentan las premisas de protección y las curvas de daño de los principales equipos eléctricos, tales como: transformadores, motores de inducción, alimentadores, etc. La coordinación de protecciones, actualmente en los sistemas eléctricos de potencia en la industria del petróleo, se dificulta por la utilización de curvas de tiempos definidos consecuencia de utilizar relevadores electromecánicos y la combinación con curvas con tiempos inversos de relevadores digitales. El uso de relevadores de protección electromecánicos y digitales dificulta una coordinación adaptativa, toda vez que se traslanan las curvas por contar con tiempos de operación superiores a los recomendados por los estándares internacionales. Los resultados del artículo, pretenden contribuir en el conocimiento didáctico y brindar recomendaciones prácticas ante los cambios tecnológicos que se presenta en instalaciones industriales similares, y con ello optimizar la continuidad de servicio garantizando una adecuada selectividad de protecciones.

**Palabras Clave –** aguas arriba, modelado, confiabilidad, dispositivos de protección, inrush, relevador digital, relevador electromecánico, selectividad, tiempo definido, tiempo inverso.

## I. INTRODUCCIÓN

El estudio de coordinación de protecciones por sobrecorriente trifásico ANSI 50/51, es un análisis en tiempo-corriente de las curvas características de operación de los dispositivos de protección localizados desde el punto de utilización de la energía hasta el punto de suministro. De lo anterior, se debe realizar una comparación del tiempo que tarda en operar cada uno de los dispositivos de protección cuando circulan corrientes anormales, con lo que se determina la selectividad entre los disparos en cascada de cada elemento de protección aguas arriba.

La coordinación de protecciones, requiere previamente efectuar el estudio de corto circuito con el fin de conocer las corrientes máximas que circulan en cada uno de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en caso de ocurrir una falla según [1]. Los resultados de corto circuito, permiten evaluar y especificar la capacidad de los equipos de protección responsables de despejar las corrientes de falla, por ejemplo: fusibles, interruptores y relevadores (ver Figura 1). Además, también permiten verificar los niveles de corriente de falla a los que estarán sometidos los componentes del sistema eléctrico de potencia y que serán utilizados para ajustar sus protecciones con el fin de no someterlos a corrientes de falla por encima de sus capacidades nominales.



Fig. 1. Algunos dispositivos de protección utilizados en sistemas eléctricos.

Por esta razón, los dispositivos de protección se deben ajustar para operar con corrientes mínimas. Los dispositivos de protección con dichas magnitudes de corrientes, pueden distinguir entre corrientes de fallas verdaderas y picos de corriente de cargas permisibles. Las acciones de disparo o protección, deben ocurrir en el menor tiempo posible mientras se mantiene la selectividad del sistema. De esta forma, en cada zona de protección sólo se activan el número mínimo de interruptores y fusibles conectados al elemento fallado del sistema.

El esquema de protecciones de sobrecorriente ANSI 50/51, se compone de una variedad de elementos coordinables tales como fusibles, interruptores ajustables, relevadores de protección, conmutadores, contactores entre otros. En este trabajo, se presenta la comparación de los «relevadores electromecánicos vs. relevadores digitales» según [2].

## II. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

### A. Reactancias de corto circuito.

La corriente de disparo de los dispositivos de protección cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico de potencia, es necesario conocer el valor mínimo y máximo de corriente de corto circuito para calcularla. Por lo anterior, es necesario realizar el estudio de corto circuito de sistemas eléctricos. A continuación, se presentan las reactancias de corto circuito y los conceptos básicos para coordinar los dispositivos de protección, las cuales determinan la magnitud de la corriente de falla.

*La reactancia subtransitoria ( $X''d$ ), determina la corriente de corto circuito inmediatamente después del inicio de la falla  $\frac{1}{2}$  ciclo.*

*La reactancia transitoria ( $X'd$ ), se mantiene durante los primeros ciclos, y después de aproximadamente 8 ciclos y finalmente el valor final de corto circuito alcanza la condición de estado estable, la cual se determina con la reactancia síncrona ( $X_d$ ) en 30 ciclos. En la Figura 2, se observan las reactancias de corto circuito.*

### B. Corrientes de corto circuito.

A continuación, se muestran y se describe el uso las corrientes de corto circuito que se presentan en el SEP durante una falla.

*Corriente momentánea (Instantánea).* Se calcula para el primer  $\frac{1}{2}$  ciclo de la falla (el valor de corriente en el primer  $\frac{1}{2}$  ciclo es el más grande), y se utiliza para establecer o verificar las capacidades interruptivas de interruptores en baja tensión y selección de los fusible en cualquier tensión, capacidades momentáneas en las barras de los tableros, así como para definir el ajuste de protecciones contra sobrecorriente sin retardo de tiempo (Instantáneo).

*Corriente interruptiva.* Corresponde al periodo de tiempo comprendido de 3 a 8 ciclos de duración de la falla (periodo transitorio) y se utiliza para establecer capacidades interruptivas de interruptores en media y alta tensión.

*Corriente en estado estable.* Se determina para un tiempo igual o mayor a 30 ciclos y se utiliza para seleccionar el ajuste de las protecciones contra sobrecorriente con retardo de tiempo.

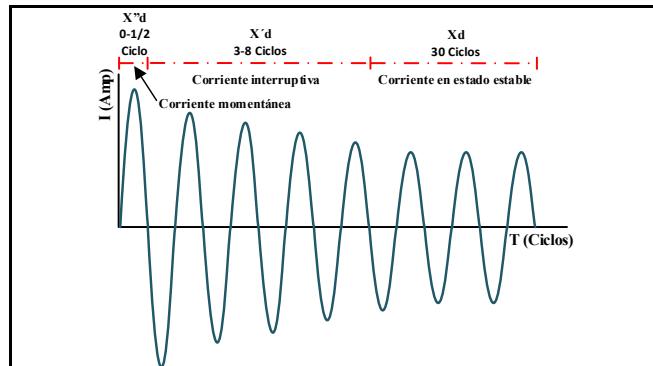


Fig. 2. Comportamiento de las reactancias de corto circuito

*Falla trifásica.* Una falla en donde los conductores de las tres fases están físicamente unidos con una impedancia cero entre ellos. Este tipo de condición de falla no es la más frecuente en presentarse, pero por lo general resulta en valores máximos de corriente de corto circuito y es la más dañina.

*Falla de línea a línea.* Representa la conexión o unión accidental de dos fases cualquiera con una impedancia entre ellas de valor cero. En la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia, los niveles de corriente de falla del tipo de línea a línea con aproximados al 87% de la corriente de falla trifásica. En los sistemas con neutro aislado, puede ser la falla más común.

*Falla de línea a tierra.* En sistemas sólidamente aterrizados, la corriente de falla del tipo línea a tierra es por lo general igual o menor que la corriente de falla trifásica. Algunas veces significativamente más baja que la corriente de corto circuito de tipo trifásica debido a la alta impedancia del circuito de retorno a tierra (*conductores de tierra, resistencias o reactores de aterrizamiento*) [3].

## III. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN LA INDUSTRIA NACIONAL DE REFINACIÓN

*Naturaleza de las fallas.* Se considera que es una condición anormal que ocasiona una reducción del aislamiento básico, ya sea entre los conductores de las fases, los conductores de las fases y tierra, etc. En los SEP, pueden presentarse fallas y estas pueden ser provocadas por diferentes causas. Según la causa de la falla pueden clasificarse según su naturaleza en «fallas transitorias y permanentes».

Por lo anterior, es necesario dividir el sistema eléctrico en varias zonas de protección, cada una de las zonas requiere en particular de su propio esquema de protección las cuales se deben apegar a los siguientes criterios: a) confiabilidad, b) selectividad, c) rapidez, d) economía y e) sensibilidad. Desde luego, que resulta no práctico el satisfacer completamente la totalidad de los criterios antes mencionados, siendo necesario el compromiso de evaluar cada una de las características con base en un análisis de riesgos.

- *Confiabilidad.* La confiabilidad del Sistema de Protección (SP), es la capacidad de no tener operaciones incorrectas y en función de la confiabilidad y seguridad.
- *Selectividad.* Es la capacidad de la protección para seleccionar aquellas condiciones en que deben actuar y aquellas en que no deben hacerlo en forma rápida y/o con retardo.

- Rapidez.** Se refiere a que el dispositivo de protección debe ser lo suficientemente rápido para evitar daños al equipo o disturbios en el sistema. Con el fin de no rebasar el tiempo crítico para la liberación de la falla
- Economía.** Reducir los costos, sin perder el objetivo de la protección del equipo y del personal operativo.
- Simplicidad.** En un SP es el objetivo de un buen diseño y reducir los tiempos de permanencia fuera de operación de los equipos e instalaciones [2], [4] y [5].

#### IV. CARACTERIZACIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO PRINCIPAL.

De acuerdo a [2], [4] y [5], los ajustes de los dispositivos de protección deben ser insensibles a las corrientes normales de los equipos (motores, transformadores, tableros, generadores, circuitos de fuerza, etc.) tales como: a) Corriente a plena carga, b) Sobrecargas permisibles y c) Sobrecarga de arranque "*Inrush*". Por lo anterior, es necesario contar con las curvas de los equipos obtenidas por los fabricantes o de lo contrario proceder a caracterizar el equipo de acuerdo a lo siguiente:

- A. **Motores.** Para caracterizar la curva de operación normal del motor, se recomienda lo siguiente: a) corriente a plena carga ( $I_{pc}$ )  $10s \leq t \leq 1000 s$ ; b) corriente a rotor bloqueado ( $I_{rb} = 6 I_{pc}$ )  $0.1 s \leq t \leq 10 s$  y c) corriente Inrush ( $I_{inrush} = K \cdot 1.1 I_{rb}$ )  $0s \leq t \leq 0.1 s$

Dónde:

$$K = 1.76 \text{ para motores con tensiones mayores a } 480 \text{ V.}$$

$$K = 1.5 \text{ para motores con tensión igual o menor a } 480 \text{ V.}$$

Cabe mencionar que la fórmula  $I_{rb} = 6 I_{pc}$ , se utiliza cuando no se conoce la letra a rotor bloqueado del motor, para indicar la corriente de entrada del motor con el rotor bloqueado se debe utilizar la tabla 430-7 (b) de [4], estos valores serán sustituidos en la fórmula:  $I_{rb} = \text{Letra código} * I_{pc}$ .

- B. **Transformadores.** Para caracterizar la curva de operación de los transformadores se recomienda lo siguiente:

**Corriente de magnetización (Inrush).** La protección que detecta la corriente de la maniobra al energizar el transformador (lado de la fuente o de la línea), deberá permitir la corriente de magnetización o corriente de Inrush del transformador, la cual se considera de acuerdo con la Tabla I.

**Curva ANSI de los transformadores.** Representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un corto circuito. Para calcular la curva ANSI, es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla II. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI como se muestra en la Figura 3. Y los puntos deben calcularse como se indica en la Tabla III. Al calcular los puntos de la curva ANSI, es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la Tabla IV, además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la Tabla V.

TABLA I. CORRIENTE DE INRUSH DE LOS TRANSFORMADORES SEGÚN [9]

Múltiplo de corriente	kVA	Tiempo (Seg.)
8	$kVA \leq 1,500$	
10	$1500 < kVA < 3,750$	0.1
12	$3,750 > kVA$	

TABLA II. CATEGORÍAS DE LOS TRANSFORMADORES SEGÚN [9]

Categoría	Capacidad (kVA)	
	Monofásico	Trifásico
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1668-10,000	5,001-30,000
IV	Arriba de 10,000	Arriba de 30,000

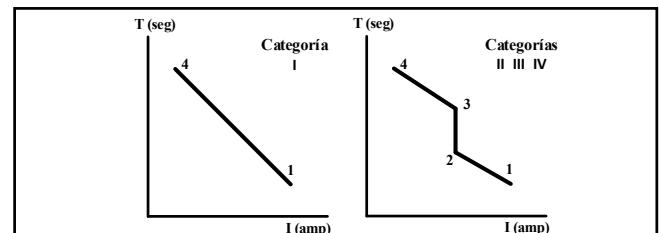


Fig. 3 Curva ANSI de los transformadores de acuerdo a [9]

TABLA III. PUNTOS DE LAS CURVAS ANSI [9]

Punto	Categoría del transformador	Tiempo (seg)	Corriente (Amperes)
1	I	$T_1=1250*(Z_t)^2$	$I_1=Inom/Z_t$
	II	$T_1=2$	$I_1=Inom/Zt$
	III, IV	$T_1=2$	$I_1=Inom/(Z_t+Z_s)$
2	II	$T_2=4.08$	$I_2=0.7*I_1$
	III, IV	$T_2=8.00$	$I_2=0.5^*Inom/(Z_t+Z_s)$
3	II	$T_3=2551*(Z_t)^2$	$I_3=I_2$
	III, IV	$T_3=5000*(Z_t+Z_s)^2$	$I_3=I_2$
4	I, II, III y IV	$T_4=50$	$I_4=5^*(Inom)$

Dónde:

$Z_t$ = Impedancia del transformador referida a su capacidad OA, en PU.

$Z_s$ = Impedancia equivalente del sistema hasta el punto de conexión de este con el transformador, referida a la capacidad OA del transformador y en PU.

$I_{nom}$ = Corriente nominal del transformador en su capacidad OA, en Amperes.

$T$ = Tiempo en segundos

$I$ = Corriente en Amperes

TABLA IV. IMPEDANCIAS MÍNIMAS PARA LOS TRANSFORMADORES SEGÚN [9]

Monofásico kVA	Trifásico kVA	Impedancia mín. por unidad con base en los kVA del transformador
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

TABLA V. FACTOR ANSI RELACIONADO CON LA CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE ACUERDO A [9]

Conexión del transformador	Factor ANSI
$\Delta - \Delta$	0.87
$\Delta - \nabla$	0.58
$\Delta - Y$	1.00
$\nabla - Y$	1.00
$\nabla - \nabla$	1.00
$Y - \nabla$ Tipo núcleo	0.67
$Y - \nabla$ Tipo acorazado	1.00
$Y - Y$	1.00
$\nabla - \Delta$	1.00
$Y - \Delta$	1.00

- C. **Alimentador.** Los límites de protección del alimentador, se determinan con base en su capacidad de conducción de corriente, dependiendo de las características térmicas y de las condiciones de operación particulares de cada conductor. Los valores máximos tiempo-corriente que el alimentador puede soportar sin sufrir daños, se obtienen de

curvas típicas que generalmente proporcionan los fabricantes.

La protección de los circuitos de fuerza se logra cuando la curva característica del dispositivo de protección queda por debajo de la curva de daño del alimentador.

**D. Capacitor.** Para caracterizar la curva de operación normal del capacitor, se debe considerar lo siguiente:

- **Corriente nominal.** Representa la corriente nominal continua que suministra el banco de capacitores y tensión nominales.
- **Curva de ruptura.** Esta curva representa el límite de presión ante una falla interna. Si se excede este límite la envolvente del capacitor puede sufrir daños.

## V. CRITERIOS PARA LA PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE CON RELEVADORES DIGITALES Y ELECTROMECÁNICOS.

Las curvas de coordinación se deben graficar al realizar el SP, manteniendo entre ellas ciertos intervalos de tiempo con el propósito de asegurar la operación secuencial y selectiva de los diferentes dispositivos de protección. A continuación, se describen los criterios para la coordinación de protecciones de los relevadores digitales y electromecánicos. Cabe mencionar que los relevadores del tipo en estado sólido, el tiempo correspondiente a la sobrecarrera no debe ser considerado.

Los criterios y filosofías de la protección de sobrecorriente ANSI 50/51, comúnmente recomendados por las normas no son la mejor opción o la única alternativa existente; sin embargo, en la mayoría de los casos han sido suficientes para la correcta operación y protección del sistema y del personal operativo. A continuación, se listan los criterios de coordinación para relevadores digitales y electromecánicos.

- Debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación entre las curvas características de los dispositivos de protección, para la máxima corriente de corto circuito común cada equipo de acuerdo a lo siguiente:
  - **0.3 a 0.4 s** para relevadores electromecánicos.
  - **0.2 a 0.3 s** para relevadores digitales.
- El margen está constituido de acuerdo a lo siguiente:
  - Tiempo de apertura de contactos de los interruptores de potencia de 3 a 5 ciclos (**0.05 a 0.08 s**)
  - Sobrecarrera en relevadores electromecánicos (**0.1 s**)
  - Factor de seguridad (**0.12 a 0.22 s**)

*Coordinación Relevador-Relevador.* El margen de tiempo entre las curvas debe ser de 0.2 a 0.4 S dependiendo de qué tipo de relevador se estén utilizando (relevador digital, relevador electromecánico o la combinación de ambos), en la Figura 4 se puede observar un ejemplo de la coordinación Relevador-Relevador.

*Coordinación Relevador-Fusible.* El margen de tiempo mínimo en coordinación de 0.3 s entre la curva TML del fusible y la característica del relevador para la máxima corriente de corto circuito común para ambos dispositivos de protección, se recomienda que el rango de tiempo entre los dos dispositivos de protección sea del orden de 0.3 a 0.4 s (El margen de tiempo depende del tipo de relevador). En la figura 5 se puede observar la coordinación del Relevador-Fusible.

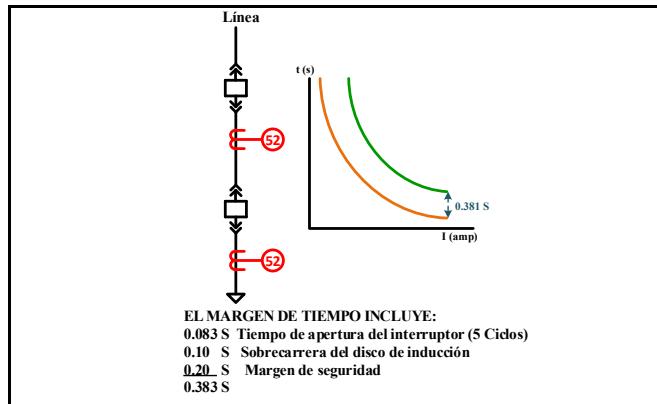


Fig. 4. Coordinación Relevador-Relevador

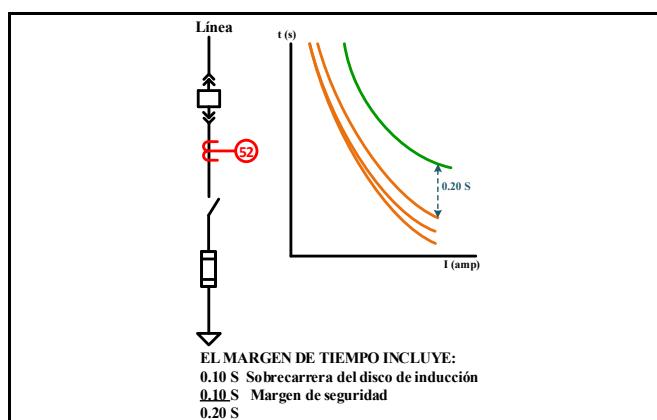


Fig. 5. Coordinación Relevador-Fusible

Al realizar la coordinación de protecciones de los dispositivos de protección en todos los niveles de tensión del SEP se debe considerar lo siguiente:

- El dispositivo de protección más cercano debe poner en fuera de servicio el parte fallada antes que los dispositivos de protección “aguas arriba” operen.
- Los dispositivos de protección no deben operar por corrientes de arranque o energización.

Considerar un margen de seguridad para que los dispositivos de protección liberen la falla antes que se dañen los equipos del SEP.

## VI. CARACTERÍSTICAS DE LOS RELEVADORES DIGITALES Y ELECTROMECÁNICOS

El relevador por sobrecorriente ANSI 50/51, es un instrumento eléctrico el cual al sufrir una variación de corriente que lo alimenta se acciona la función de sobrecorriente transformando estas señales en el accionamiento de los contactores de apertura de los interruptores de potencia y aguas arriba hasta donde se libera la falla; con el fin de remover lo más rápido posible cualquier elemento que sufra un corto circuito, o cuando el SEP opere de manera anormal, para evitar que cause daños en la producción, la protección del personal operativo y del equipo. Los relevadores de protección, son auxiliados con interruptores de potencia para desconectar el equipo fallado, los interruptores deben tener la capacidad suficiente para manejar momentáneamente la máxima corriente de corto circuito que pueda fluir a través de sus contactos. A continuación se describen los relevadores electromecánicos y digitales.

**A. Relevadores electromecánicos.** Su principio de funcionamiento está basado en los fenómenos de atracción e inducción electromagnética. Algunos relevadores consisten de un disco de inducción, un núcleo electromagnético, un muelle en forma de espiral, una bobina secundaria o de sombra y de una unidad de sello indicadora, en la **Fotografía 1** se puede observar un ejemplo de relevador electromecánico instalado los SEP de la INR. Los relevadores de sobrecorriente con disco de inducción operan girando su disco de inducción cuando circula por la bobina una corriente que supera el valor máximo de corriente o de punto de arranque, al girar el disco de inducción, este cierra un contacto que inicia el disparo del interruptor de potencia liberando al equipo de la falla o la operación anormal del SEP.

**B. Relevadores digitales.** Los relevadores digitales convierten señales analógicas de tensión y corriente en cantidades binarias por medio de un convertidor analógico-digital, luego, estas cantidades son procesadas numéricamente por los algoritmos o programas de los relevadores. Los algoritmos se encargan de la detención de fallas y del control de las señales de disparo.

Los relevadores de sobrecorriente se pueden dividir en:

- Relevadores de sobrecorriente de acción instantánea
- Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

**Los relevadores de sobrecorriente de acción instantánea.** Operan sin ningún retraso de tiempo intencional e tiempo al superar el límite de corriente ajustado.

**Los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.** El tiempo de disparo de estos relevadores está en relación a la magnitud de la corriente: a mayor corriente menor será el tiempo de operación. Las curvas características de tiempo inverso definen el tiempo de disparo de estos relevadores. En la Tabla VI se pueden observar las fórmulas para los diferentes tipos de curvas de tiempo inverso [2] y [5].

En la **Fotografía 2**, se muestra un relevador digital de media tensión que se utiliza en los sistemas petroquímicos en México. A continuación en la Tabla VII se enlistan las ventajas y las desventajas de los «relevadores electromecánicos vs relevadores digitales».



Fotografía. 1 Ejemplo de relevador electromecánico instalado en los SEP de la INR

TABLA VI. CURVAS DE TIEMPO INVERSO SEGÚN [10].

Tipo de curva característica	IEC-60255-3	ANSI
Tiempo inverso	$t = \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02}\right) - 1} * T_p$	$t = \left( \frac{8.9341}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right)^{2.0938}\right) - 1} + 0.17966 \right) * D$
Tiempo muy inverso	$t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} * T_p$	$t = \left( \frac{3.922}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right)^2\right) - 1} + 0.0982 \right) * D$

Tiempo extremadamente inverso	$t = \frac{80}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right)^2\right) - 1} * T_p$	$t = \left( \frac{5.64}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right)^2\right) - 1} + 0.02434 \right) * D$
Tiempo inverso largo	$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} * T_p$	$t = \left( \frac{5.6143}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right)^2\right) - 1} + 2.18592 \right) * D$
$t = \text{Tiempo de disparo}$		$I = \text{Corriente de falla}$
$T_p = \text{Valor de multiplicador de tiempo}$		$I_p = \text{Valor de corriente de arranque}$
		$D = \text{Multiplicador de tiempo}$



Fotografía. 2 Ejemplo de relevador digital instalado en los SEP de la INR

TABLA VII. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Ventajas	
Relevador Electromecánico	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Menor costo</li> <li>* La corriente nominal de sus contactos puede ser superada sin que se quede fuera de servicio</li> <li>* Se le puede dar mantenimiento sin sacarlo de operación</li> </ul>
Relevador Digital	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Capacidad de auto diagnosticarse</li> <li>* Almacena información antes y durante la falla para su análisis</li> <li>* Reduce las rutinas de mantenimiento</li> <li>* Simplicidad en el cableado necesario para el sistema de protecciones</li> <li>* Capacidad multifuncional</li> <li>* Menor tamaño</li> <li>* No contiene piezas móviles que se degradan</li> <li>* Facilidad de instalación</li> <li>* Mayor vida útil</li> <li>* Menor tiempo de operación</li> <li>* No se ocasionan arcos internos</li> </ul>
Desventajas	
Relevador Electromecánico	<ul style="list-style-type: none"> <li>* No tiene la capacidad de auto diagnosticarse</li> <li>* No almacena información antes y durante la falla para su análisis</li> <li>* No tiene la capacidad multifuncional</li> <li>* Mayor tamaño</li> <li>* Contiene piezas móviles que se degradan</li> <li>* Ya no se fabrican refacciones (Para algunos casos)</li> <li>* Algunos relevadores ya se encuentran obsoletos</li> <li>* Mayor tiempo de operación</li> <li>* Arcos internos en las partes móviles</li> </ul>
Relevador Digital	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Los equipos deben ser compatibles con los protocolos de comunicación</li> </ul>

## VII. PROBLEMÁTICA DE LOS RELEVADORES DIGITALES VS ELECTROMECÁNICOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN LA INR.

El crecimiento en la demanda de energía eléctrica en México, requiere que los SEP sean cada vez más robustos, como ejemplo es la integración de las nuevas plantas de combustibles limpios y nuevas fuentes de generación según [6], [7] y [8]. La implementación de estas nuevas redes de distribución, requiere de una constante reconfiguración del sistema eléctrico y como consecuencia la necesidad de realizar reajustes en los *dispositivos de protección* para evitar operaciones incorrectas. Sin embargo, la coordinación de

protecciones, actualmente se dificulta por la utilización de tiempos definidos con tiempos inversos, debido a que existen combinaciones de «relevadores de protección electromecánicos y digitales» obteniendo tiempos y pickups de operación superiores a los recomendados por los estándares internacionales como se observa en la Figura 6, donde se observa que los ajustes de relevador PD-152/1A-A tiene un pickup de 2,400 A y un tiempo de 1.7 segundos y los ajustes del relevador PD-52-A cuenta con un pickup de 840 A con un tiempo de operación de 0.7 segundos.

Finalmente se recomienda solo utilizar tecnología digital en los dispositivos de protección del SEP con el fin de mejorar los tiempos y pickups de operación, con el fin evitar falsos disparos aguas arriba y una correcta selectividad para garantizar la continuidad de servicio como se observa en la Figura 7. Donde se observa que los ajustes de relevador PD-152/1A-A tiene un pickup de 2,400 A y un tiempo de 0.9 segundos y los ajustes del relevador PD-52-A cuenta con un pickup de 840 A con un tiempo de operación de 0.4 segundos.

### VIII. CONCLUSIONES

El uso de las nuevas tecnologías en los *dispositivos de protección* permite realizar la coordinación de protecciones con una reducción importante en el tiempo y pickup de operación, el espacio, costo y puntos de falla, al contener diversas funciones en un solo dispositivo de protección.

Es sumamente importante, que exista una filosofía de reemplazo de equipos en la medida de lo posible que permitan en principio migrar la tecnología de relevadores electromecánicos a relevadores de estado sólido o digitales, ya que proporcionan curvas más flexibles que permiten realizar una mejor coordinación con los dispositivos que se encuentran aguas arriba y aguas abajo.

La evolución de la coordinación de protecciones por sobrecorriente en la industria petroquímica en México, ha migrado al término “coordinación adaptiva”. Dicho concepto, exhorta al personal especialista en el mantenimiento eléctrico a contribuir con la «*Confiabilidad Operativa*» requerida en el sistema eléctrico, tales como el de una refinería.

Lo anterior, para determinar las condiciones actuales en falla monofásica y falla trifásica de los dispositivos de protección por Coordinación de Sobrecorriente, y evitar el sobredimensionamiento del equipo eléctrico primario o en consecuencia un mal ajuste de los relevadores.

En la actualidad, es necesario realizar un levantamiento de campo para determinar la cantidad de los relevadores electromecánicos instalados y poder determinar el reemplazo e implementación por relevadores digitales en la INR en México, tanto para implementar en un futuro cerca «*las redes inteligentes y los análisis de sistemas eléctricos en tiempo real*».

### IX. AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la comunidad de la industria petroquímica en México por aportar continuamente en la literatura didáctica y cognoscitiva que desarrollamos para las nuevas generaciones de ingenieros que se especializan en este tipo de tópicos, tales como el tema de relevadores de protección.

### X. NOMENCLATURA

INR	Industria Nacional de Refinación
SEP	Sistema eléctrico de potencia
SP	Sistema de Protección
S	Segundos
TML	Tiempo Máximo de limpieza
ANSI 50/51	Protección por sobrecorriente con tiempo definido e inverso

### XI. REFERENCIAS

- [1] L. Ivan Ruiz, “The interrupting capacity and importance in the analysis of power systems medium voltage”, XXXV CONCAPAN 2015, Noviembre 11-13, 2015, Tegucigalpa, Honduras.
- [2] Manual Interno de Procedimientos, PEMEX, 1990, México D.F.
- [3] DCO-SDP-GIECR-EEI-EL027, Estándar del Entregable de Ingeniería para el Estudio de Corto Circuito, PEMEX, 2012, México D.F.
- [4] NOM-001-SEDE-2012, Norma Oficial Mexicana. Instalaciones Eléctricas (utilización).
- [5] IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Commercial Power Systems. IEEE Std. 242, 2001.
- [6] L. Ivan Ruiz y J. Estrada "Modernization of National oil industry in Mexico: Upgrading with IEC61850", Access, IEEE, pp.571-576, ISSN: 2169-3536, June 2014, USA
- [7] L. Ivan Ruiz, J. Hugo Rodríguez, G. Taboada y J. Pano, "Assessment and planning of the electrical systems in mexican refineries by 2014", ASME Power Conference 2011, Denver, Colorado, USA.
- [8] L. Ivan Ruiz and F. Poujol, "Reliability of power electric systems in Pemex Refining: experiences and realities ", ASME Power Conference 2014, pp. 7, Baltimore, Maryland, USA, July 28-31, 2014
- [9] Manual de procedimientos de ingeniería de diseño, PEMEX, pp. 218-233, 1990.
- [10]Jesús Cortés, “Introducción a los relevadores digitales de protección eléctrica”: <https://es.scribd.com/doc/51572240/Introduccion-a-los-relevadores-digitales#scribd>, Inciso 2.5, pp.14.

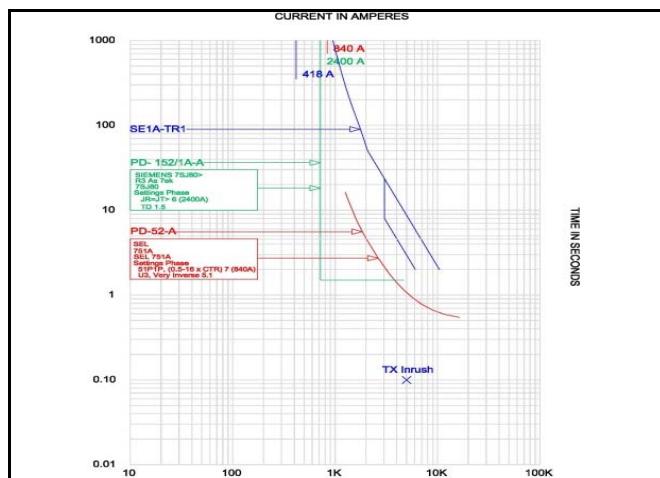


Fig. 6 Protección de transformador TR-1 mediante relevador electromecánico y digital.

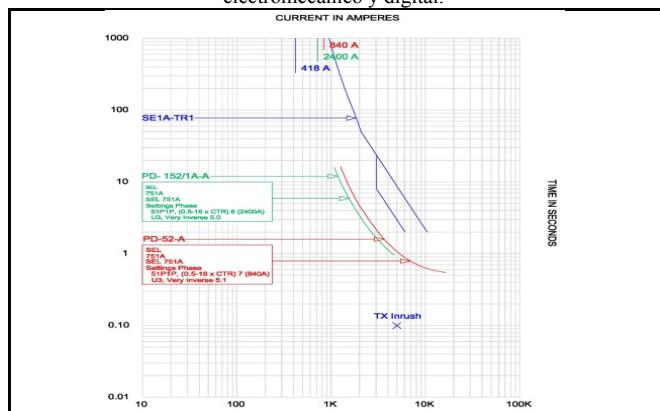


Fig. 7 Protección de transformador TR-1 mediante relevadores digitales.