

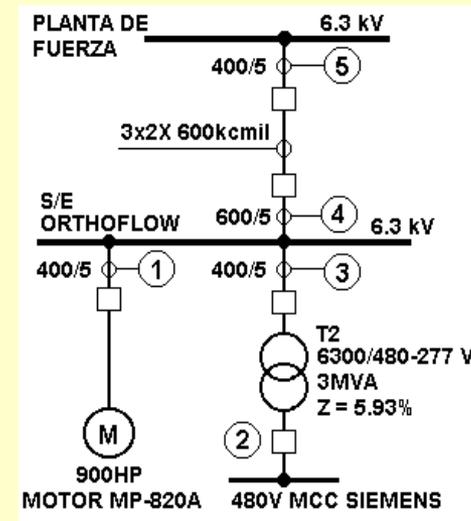
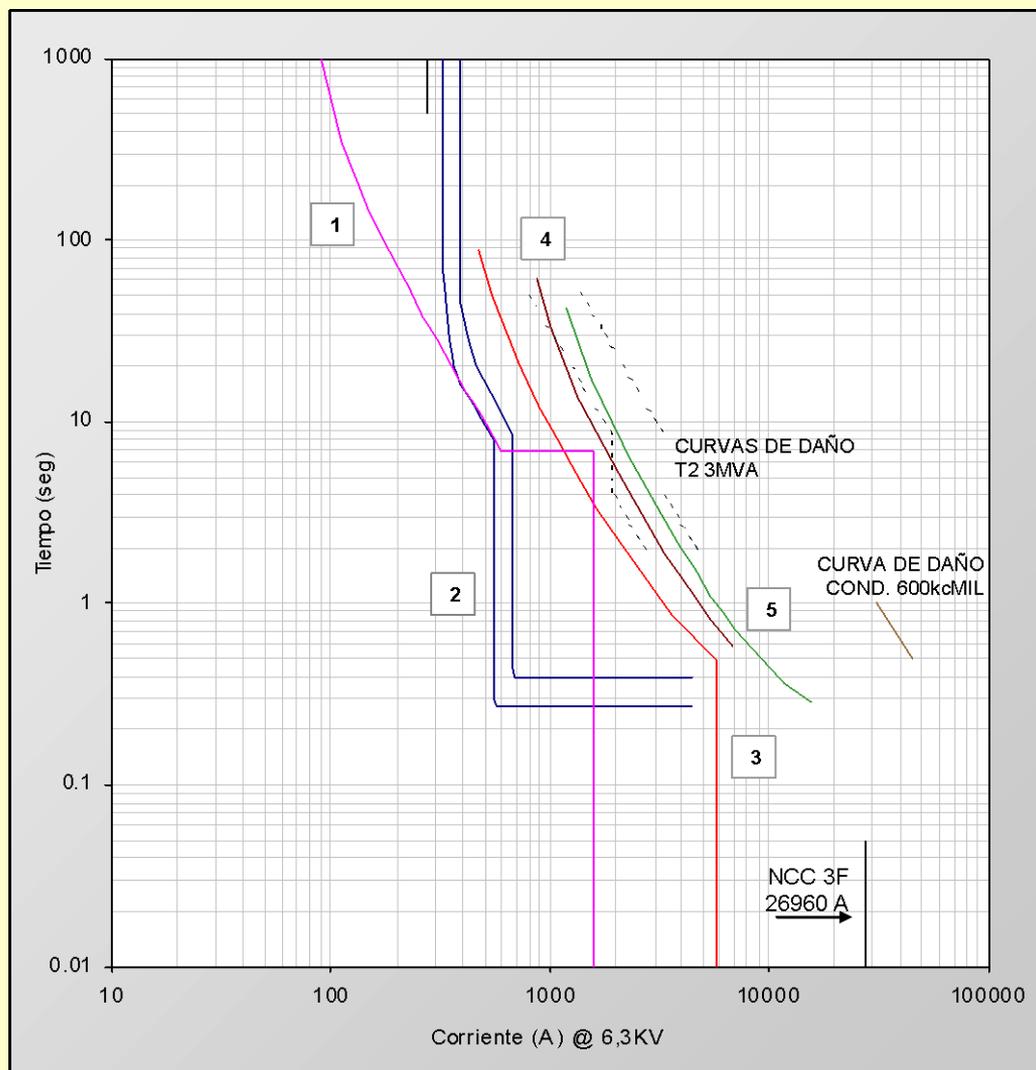


# COORDINACIÓN DE PROTECCIONES I

## REVISIÓN 1



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica



1. GE MULTILIN SR469
2. SIEMENS 3WN1 azng, 4000 A
3. ABB DPU2000R
4. ABB DPU2000R
5. GE MDP200



## CONTENIDO:

- ▶ Introducción.
- ▶ Esquemas básicos para la protección de los diferentes elementos de un Sistema de Potencia.
- ▶ Protección de Falla a Tierra.
- ▶ Subestaciones con esquema Secundario-Selectivo / Transferencia Automática.
- ▶ Criterios para la Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente.
- ▶ Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente.
- ▶ Elaboración de Diagramas Unifilares (nuevo)



## ¿Qué es un Sistema de Protecciones?

Es el conjunto de equipos y dispositivos eléctricos cuya finalidad es proteger al sistema de potencia asociado de daños causados por sobrecorrientes y sobretensiones transitorias que pueden ocasionar la pérdida de equipos, fallas en el sistema y que representan un peligro para el personal.

## ¿Qué es un relé?

Es un dispositivo eléctrico diseñado para responder a condiciones de entrada de una manera pre-establecida, luego de que ciertas condiciones sean cumplidas, y así causar la operación de dispositivos para producir cambios abruptos en los circuitos eléctricos o en los sistemas. Las condiciones de entrada son generalmente eléctricas, pero pueden ser mecánicas, térmicas, etc. (IEEE C37.90).

## ¿Qué es un relé de protección?

Es un relé cuya función es detectar condiciones defectuosas o anormales de operación de los elementos que conformen un sistema eléctrico de potencia e iniciar la acción apropiada del circuito de control. (IEEE 100).

## ¿Qué es una Coordinación de Protecciones?

Es la ciencia y arte de la correcta aplicación y ajustes de relés o fusibles, o ambos, con la finalidad de proveer máxima sensibilidad ante la presencia de fallas y condiciones no deseadas, pero evitando la operación de estos equipos bajo condiciones permisibles o tolerables.



## ¿Por qué es necesario un Sistema de Protecciones?

- ✓ Protección a las Personas.
- ✓ Reducción de costos asociados a la reparación o reemplazo de los equipos fallados.
- ✓ Reducción de costos asociados a la pérdida de producción o interrupción del servicio.
- ✓ Minimizar los efectos adversos sobre el balance del sistema.
- ✓ Evitar el esparcimiento de la falla a equipos adyacentes.
- ✓ Disminuir el período de indisponibilidad del equipo fallado.

## ¿Cuáles son los objetivos de un Sistema de Protecciones?

- ✓ Separar el equipo fallado del resto del sistema.
- ✓ Limitar el daño ocasionado en el equipo fallado.
- ✓ Minimizar la posibilidad de fuego.
- ✓ Minimizar el riesgo de accidentes al personal.

## ¿Cuáles deben ser las características básicas de un Sistema de Protecciones y Control?

- ✓ Confiabilidad: seguridad de que el sistema operará correctamente para aislar la falla.
- ✓ Selectividad: máxima continuidad del servicio con mínima desconexión del sistema.
- ✓ Velocidad: mínima duración de la falla y por lo tanto mínimo daño a equipos afectados.
- ✓ Simplicidad: mínimo equipo de protección y circuitos de control asociados para cumplir con los objetivos de protección.
- ✓ Economía: máxima protección a mínimo costo.



## **Tecnología utilizada actualmente en Sistemas de Protección: Relés multifuncionales de estado sólido con microprocesadores.**

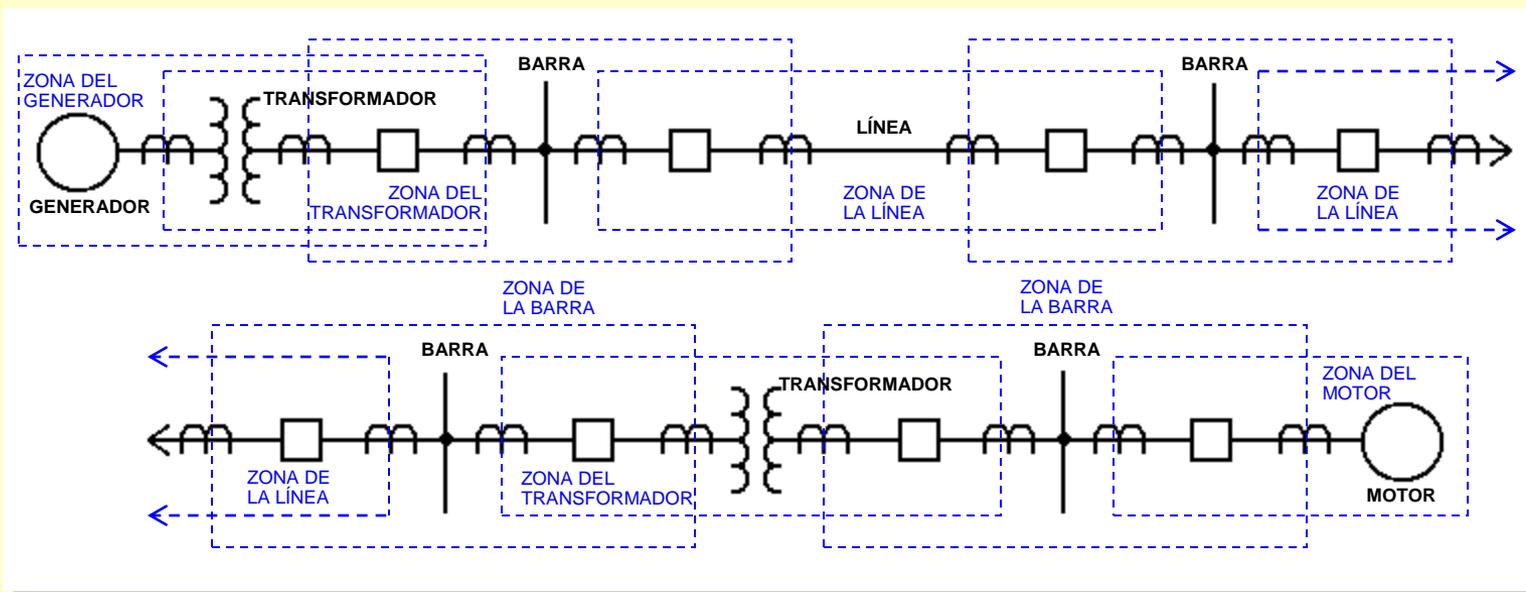
La expansión y el crecimiento en complejidad de los sistemas de potencia modernos ha traído consigo la necesidad de utilizar relés de protección con características integradas, más sofisticadas y mayor eficiencia. Entre las características de estos equipos tenemos las siguientes:

- ← Capacidad limitada para tolerar condiciones extremas de temperatura y humedad o sobretensiones y sobrecorrientes.
- ← Requieren de fuentes de potencia independientes.
- ← Presentan un menor tamaño por lo tanto ocupan menos espacio de instalación.
- ← Operan con mayor exactitud.
- ← No se ven afectados por polvo o vibración.
- ← Son diseñados, ensamblados y probados como un sistema.
- ← Capacidad de autodiagnóstico.
- ← Puerto de comunicaciones, lo que permite obtener lectura local y remota de los ajustes y condiciones de operación.
- ← Habilidad de adaptarse en tiempo real a las condiciones cambiantes del sistema.
- ← Se disminuye el número de equipos a utilizar en un esquema de protecciones al contar con varias funciones de protección en el mismo relé.
- ← Capacidad para conformar sistemas de manejo y control de energía, y SCADAs eléctricos.

## Zonas de Protección

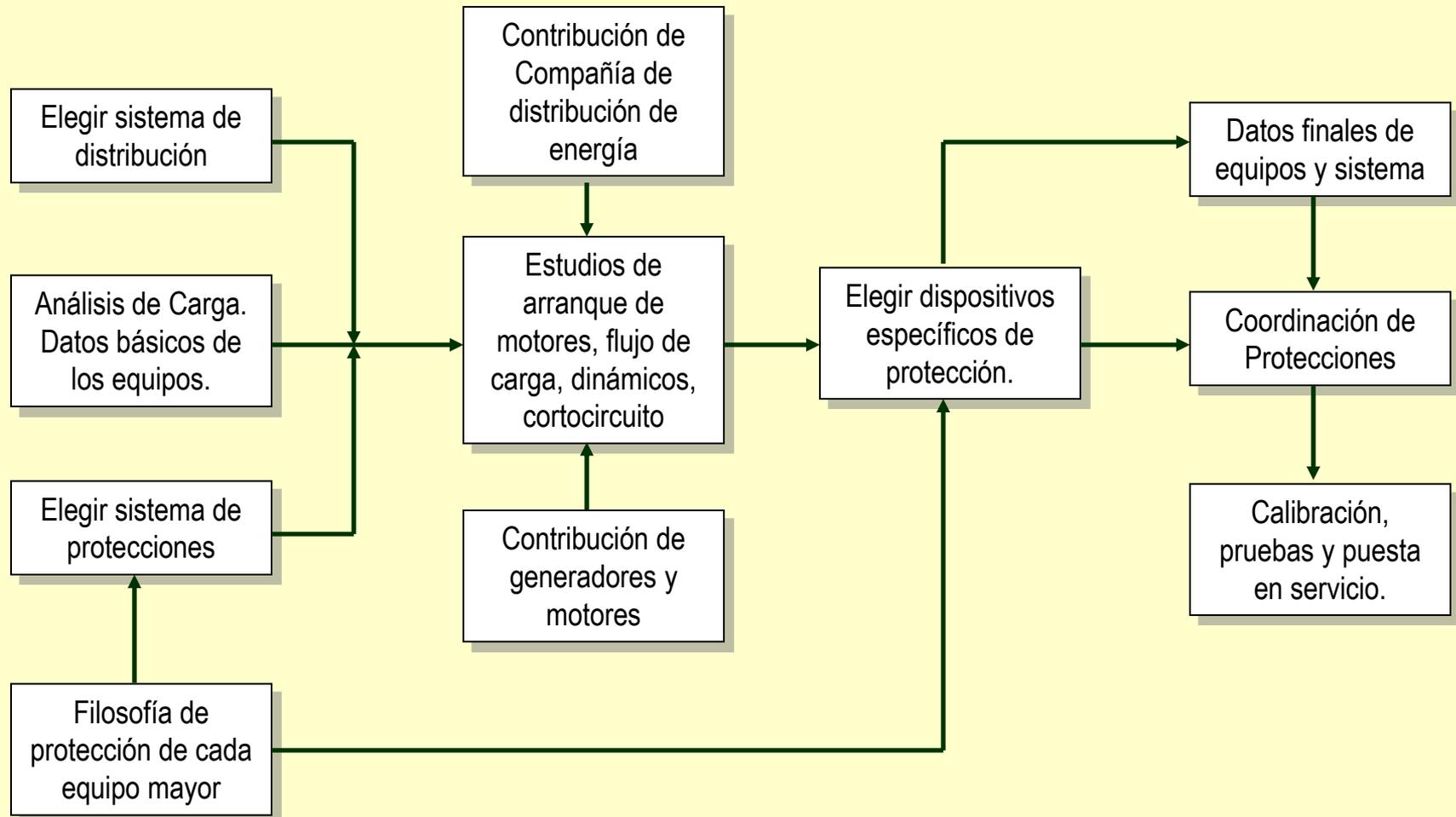
Todo sistema de potencia está dividido en zonas de protección definidas por el equipo a proteger y por la presencia de interruptores. Existen seis tipos de zonas de protección:

1. Unidades de generación y generación-transformación.
2. Transformadores.
3. Barras.
4. Líneas (transmisión, subtransmisión y distribución).
5. Equipos (motores, cargas estáticas, etc.).
6. Bancos de capacitores o reactores (cuando tienen protecciones particulares).





## Pasos en la selección de equipos de protección y coordinación:





# INTRODUCCIÓN



## Dispositivos utilizados en Sistemas de Protección y Control:

Designación ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
10		Suiche selector. Selecciona el interruptor a ser disparado en caso de una transferencia manual.
13		Dispositivo de detección de pérdida de sincronismo
15	Tensiones L-L.	Relé de sincronización automática.
25	Tensiones L-L.	Relé verificador de sincronismo.
26		Dispositivo térmico (sensor directo de temperatura)
27	Tensiones L-L.	Relé de bajo voltaje. Operación de la transferencia automática en coordinación con relé 51.
27I	Tensiones L-L.	Relé de bajo voltaje. Inhibición de la transferencia automática por pérdida de ambas fuentes
27R	Tensiones L-L.	Relé de bajo voltaje (residual). Retardo de la transferencia automática.
32	Tensión y corriente.	Relé direccional de potencia.
38B G	Temperatura.	Relé de protección de cojinetes.
40	Tensión y corriente.	Relé de pérdida de excitación.



# INTRODUCCIÓN



## Dispositivos utilizados en Sistemas de Protección y Control:

Designación ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
43		Suiche selector. Transfiere circuitos de control para modificar plan de operación de equipos.
46	Corrientes de línea.	Relé de balance de corriente de fase. Detecta desbalances de corrientes.
47	Tensiones L-L.	Relé de desbalance de voltaje. Detección de tensiones de secuencia negativa.
49	Corrientes de línea. Temperatura.	Relé térmico Generalmente detección de sobrecargas.
50	Corrientes de fase.	Relé de sobrecorriente instantáneo.
50BF	Corrientes de fase.	Relé de detección de falla del interruptor.
50N	Corriente residual.	Relé de sobrecorriente instantáneo (neutro). Inhibición de la transferencia automática.
51	Corrientes de fase.	Relé de sobrecorriente temporizado.
51G	Corriente de neutro.	Relé de sobrecorriente temporizado. Protección contra fallas a tierra en secundario de transformadores.
51N	Corriente residual.	Relé de sobrecorriente temporizado. Protección contra fallas a tierra en barra.
55	Tensiones L-L y corrientes de f	Relé de detección de factor de potencia



# INTRODUCCIÓN



## Dispositivos utilizados en Sistemas de Protección y Control:

Designación ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
60	Tensiones L-L	Relé de detección de falla de fusibles (VT).
63	Presión.	Relé de presión súbita.
66	Intentos de energización.	Relé limitador de arranques repetitivos (motores)
67	Corrientes de línea.	Relé direccional de corriente de fase.
67N	Corriente residual.	Relé de sobrecorriente dreccional de neutro.
69		Suiche permisivo de control. Suiche de dos posiciones que permite o previene el cierre de un interruptor.
81	Tensiones de línea.	Relé de frecuencia. Detección de baja o alta fecuencia. Puede ser de frecuencia definida o $df/dt$
86	Recibe señales de otros relés.	Relé de enclavamiento.
87	Diferencia de corrientes.	Relé diferencial de corriente. Protección para motores, líneas, barras, transformadores.
94		Relé de disparo. Relé utilizado para enviar señales rápidas de disparo o permitir el mismo.
95		Relé supervisorio del circuito de disparo.



## ASPECTOS GENERALES DE LA UTILIZACIÓN DE RELÉS O FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADAS:

### Definiciones generales:

#### Definición del tipo de curva a utilizar:

Existen varios juegos de curvas (normalizados) que pueden ser escogidos, y que varían en su grado de inversidad:

- Curvas ANSI: inversa, muy inversa, extremadamente inversa, moderadamente inversa.
- Curvas IEC: Curva C, Curva B, Curva A, inversa corta.

#### Pick-up (ajuste 1):

Con este término se designa el parámetro de ajuste que le dice al relé el valor de corriente a partir del cual comienza a ser operante la curva de protección de sobrecorriente. Este es, en otras palabras, el punto a partir del cual el conteo de tiempo se inicia. Estas curvas son de característica inversa (con diversos grados de inversidad) en los ejes tiempo (eje de las ordenadas) y corriente (eje de las abscisas).

#### Time-dial (ajuste 2):

Con este término se designa el parámetro de ajuste que le dice al relé la posición de la curva entre los ejes corriente-tiempo. Ajustando apropiadamente el mismo, se logra el desplazamiento de la curva inversa hacia arriba del plano tiempo-corriente, o en dirección contraria. Un desplazamiento hacia arriba implica desensibilización; en dirección contraria implica sensibilización y por ende mayor velocidad de operación.



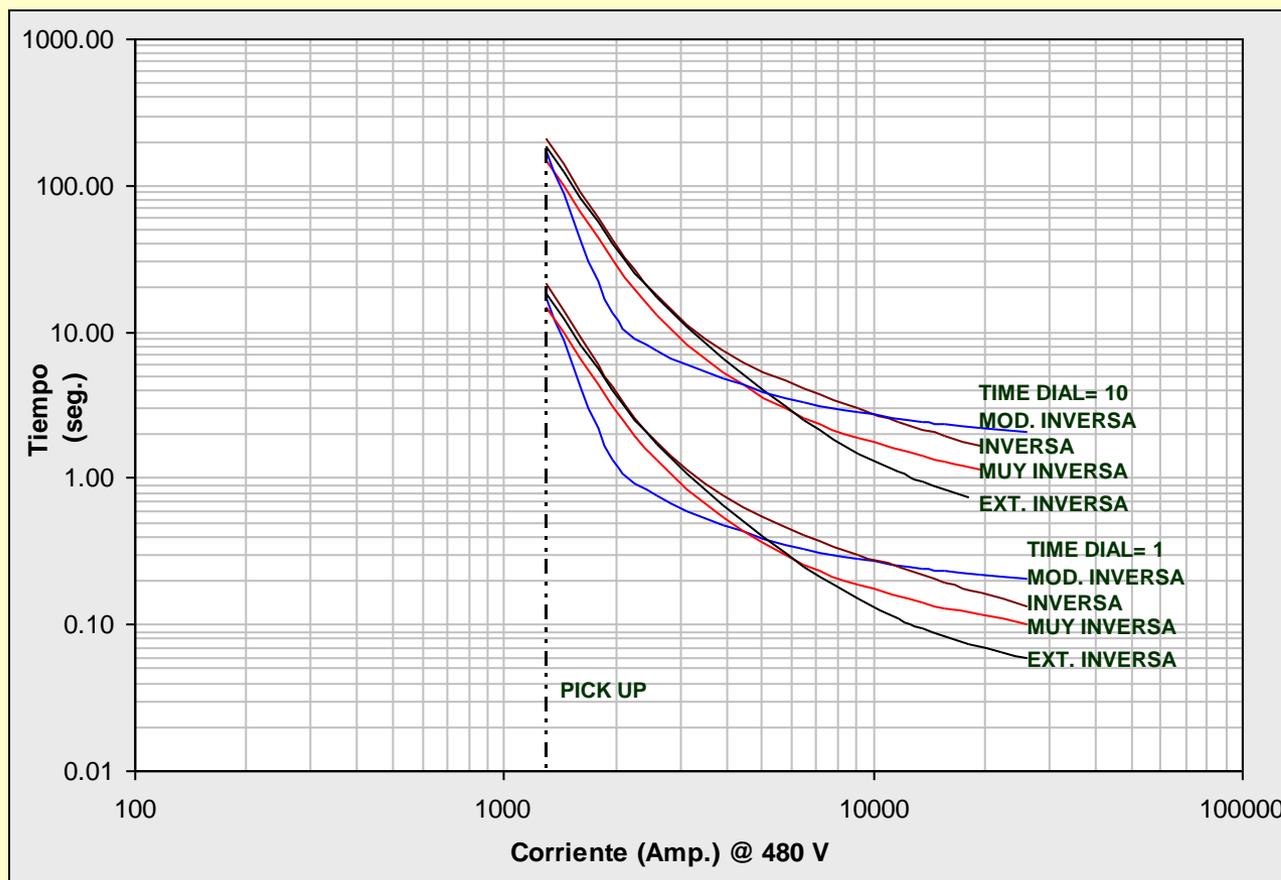
# INTRODUCCIÓN



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## ASPECTOS GENERALES DE LA UTILIZACIÓN DE RELÉS O FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADAS:

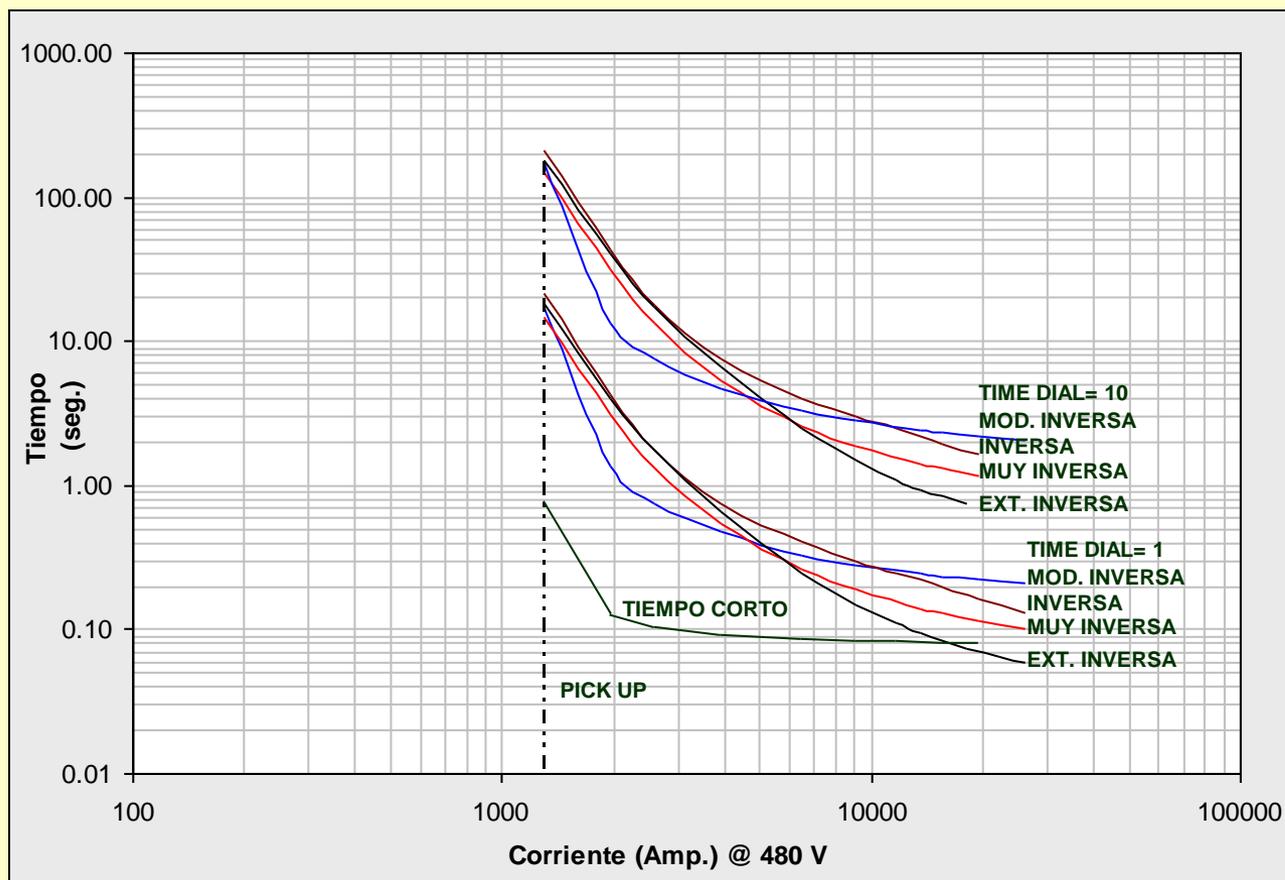
Definiciones generales:





## ASPECTOS GENERALES DE LA UTILIZACIÓN DE RELÉS O FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADAS:

Definiciones generales:





## ASPECTOS GENERALES DE LA UTILIZACIÓN DE RELÉS O FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEAS:

### Definiciones generales:

#### Pick-up (ajuste 1):

Con este término se designa el parámetro de ajuste que le dice al relé el valor de corriente a partir del cual comienza a ser operante la protección de sobrecorriente. Este es, en otras palabras, el punto a partir del cual el conteo de tiempo se inicia.

#### Time-dial (ajuste 2):

Con este término se designa el parámetro de ajuste que le dice al relé el retardo adicional para operar (ordenar disparo).



## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Consideraciones Generales:

#### Fallas:

Las fallas más comunes en motores de corriente alterna son las siguientes:

- Fallas de cortocircuito entre espiras del estator (fase – fase).
- Fallas de los cojinetes, traducidas en bloqueo total o parcial del rotor (altas corrientes estáticas, vistas como corrientes balanceadas desde el rango de sobrecargas hasta la corriente de rotor bloqueado).
- Fallas del devanado estático a tierra.

...De todas ellas, la más común es la falla de los cojinetes.

En el caso de motores sincrónicos, habría que añadir las siguientes fallas a las más comunes:

- Falla de cortocircuito a masa del devanado de excitación.
- Falla del sistema de escobillas del devanado de excitación o de la excitatriz (si ésta posee escobillas).

Si el motor es manejado por VFD, habría que añadir las siguientes fallas a las más comunes:

- Daño de los cojinetes debido a la circulación de corrientes de fuga por los cojinetes debido a las armónicas generadas por la operación del VFD.



## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Consideraciones Generales:

Existen una serie de factores que deben considerarse a la hora de seleccionar las protecciones necesarias para un motor dado:

- ✓ Potencia nominal y tipo de motor:
- ✓ Características de la fuente: tensión, fases, puesta a tierra, niveles de falla.
- ✓ Tipo de controlador utilizado.
- ✓ Características de operación y ajustes de de los dispositivos de protección entre el arrancador del motor y la fuente de suministro.
- ✓ Monitoreo por parte de dispositivos de protección del equipo accionador (vibración, torque y límites mecánicos).
- ✓ Función y naturaleza del proceso para determinar la importancia del motor.
- ✓ Dispositivos de conexión, control y protección asociados al motor.
- ✓ Costos del sistema de protección asociado al motor.
- ✓ Tiempo de aceleración y características de rotor bloqueado en frío y caliente.
- ✓ Curva de arranque.
- ✓ Frecuencia de arranques/ Número de arranques por hora.

## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Consideraciones Generales:

#### Curvas de arranque y daño del motor:

Estas curvas características son proporcionadas por el fabricante del motor y son fundamentales para la correcta aplicación de la protección.

⇒ Corriente de arranque.

La máxima corriente de arranque se obtiene a tensión nominal. Para tensiones menores el tiempo de aceleración es mayor.

✦ Curva de Límite Térmico (Operación-Sobrecargas).

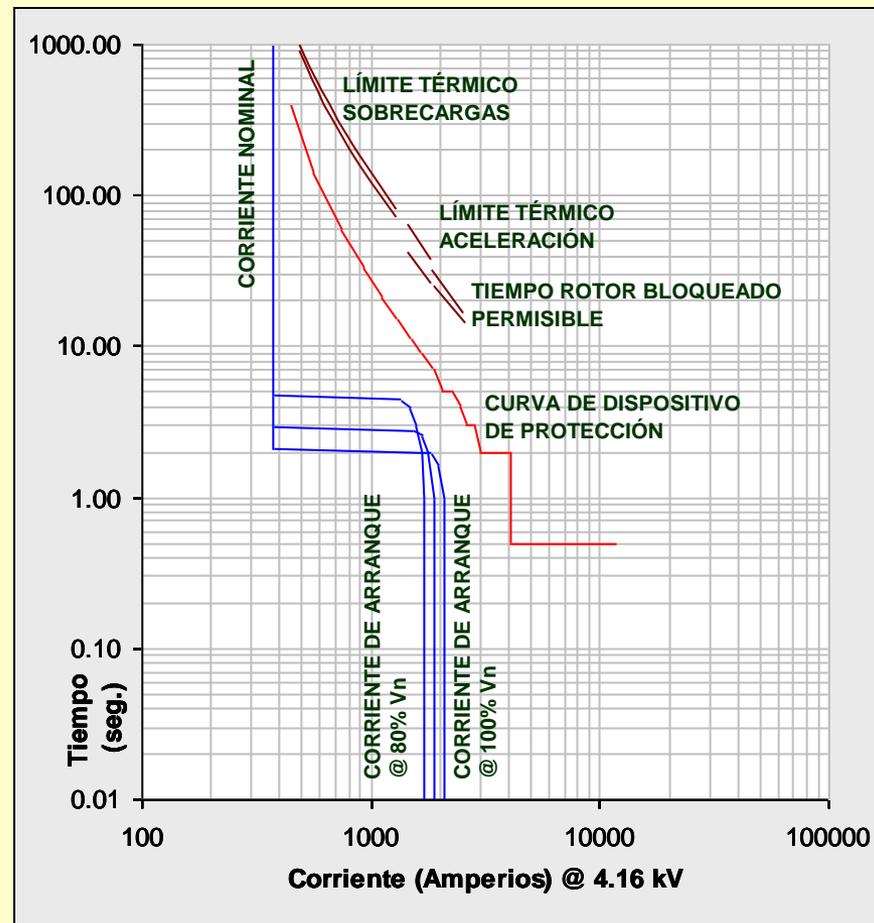
Representa la capacidad de sobrecarga del motor durante operación en emergencia.

✦ Curva de Límite Térmico de Aceleración.

Representa el límite térmico del motor entre la etapa de rotor bloqueado hasta “motor breakdown torque” (aproximadamente 75% de la velocidad).

✦ Curva de Tiempo Rotor Bloqueado Permissible.

Representa el tiempo que el motor puede permanecer trabado (stalled) después que el motor ha sido energizado sin ocasionar daños térmicos en el motor.



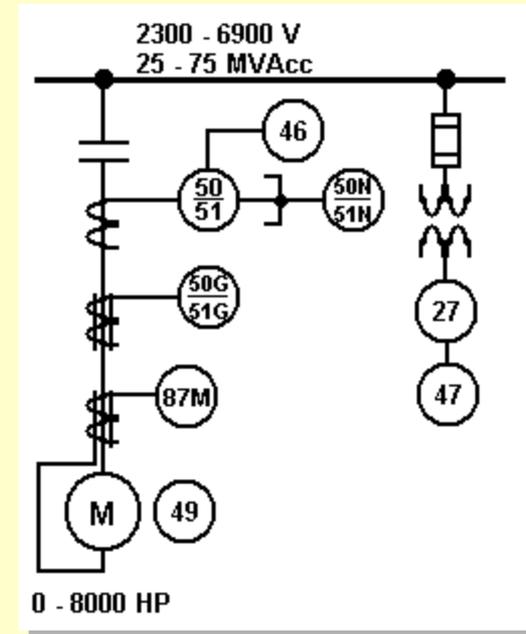
## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Requerimientos de Protección:

A continuación se resumen los dispositivos de protección utilizados para motores de inducción y sincrónicos en aplicaciones generales:

⇒ Controlador/Arrancador de Motor de Media Tensión Clase E1.

- Relé térmico, relé de sobrecorriente temporizado (Relés 49/ 51): protección contra sobrecargas y condiciones de rotor bloqueado.
- Relé de sobrecorriente instantáneo (Relé 50): protección contra cortocircuitos.
- Relé de sobrecorriente residual (Relé 50N/51N) ó relé de sobrecorriente con TC toroidal (Relé 50G/51G): protección contra fallas a tierra.
- Relé de balance de corriente de fase o relé de secuencia negativa (Relé 46): protección contra desbalances.
- Relé de bajo voltaje (27): cuando la tensión disminuye lo suficiente envía señal de apertura al contactor (“magnetically latched” o “electrically maintained”).
- Relé térmico (49): recibe señales de sensores de resistencia o termocuplas en los devanados del estator y cojinetes.
- Relé diferencial (Relé 87M): protección contra cortocircuitos, fallas internas.



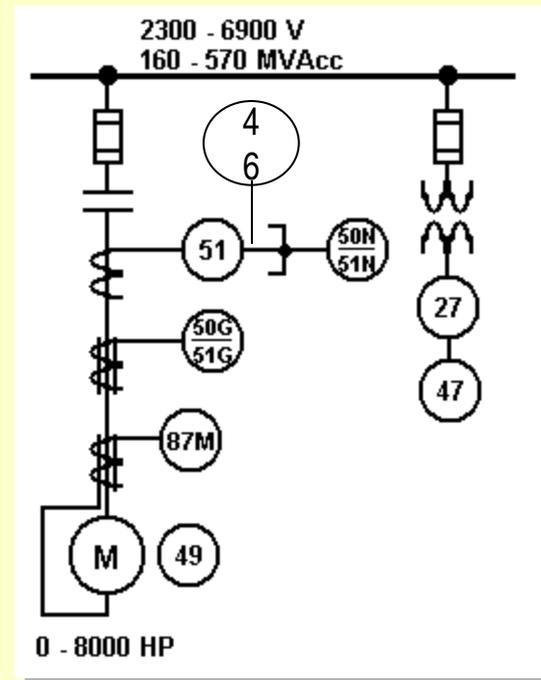
## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Requerimientos de Protección:

A continuación se resumen los dispositivos de protección utilizados para motores de inducción y sincrónicos en aplicaciones generales:

#### ✦ Controlador/Arrancador de Motor de Media Tensión Clase E2.

- Relé térmico, relé de sobrecorriente temporizado (Relés 49/51): protección contra sobrecargas y condiciones de rotor bloqueado.
- Fusibles: protección contra cortocircuitos.
- Relé de sobrecorriente residual (Relé 50N/51N) ó relé de sobrecorriente con TC toroidal (Relé 50G/51G): protección contra fallas a tierra.
- Relé de balance de corriente de fase o relé de secuencia negativa (Relé 46): protección contra desbalances.
- Relé de bajo voltage (27): si la tensión disminuye lo suficiente envía señal de apertura al contactor (“magnetically latched” o “electrically mantained”).
- Relé térmico (49): recibe señales de sensores de resistencia o termocuplas en los devanados del estator y cojinetes.
- Relé 47: pérdida de una fase (recordar que hay fusibles, y en algunos casos el motor puede seguir girando sin ser desconectado) y desbalance de voltaje (detección de voltaje de secuencia negativa).
- Relé diferencial (Relé 87M): protección contra cortocircuitos, fallas internas.

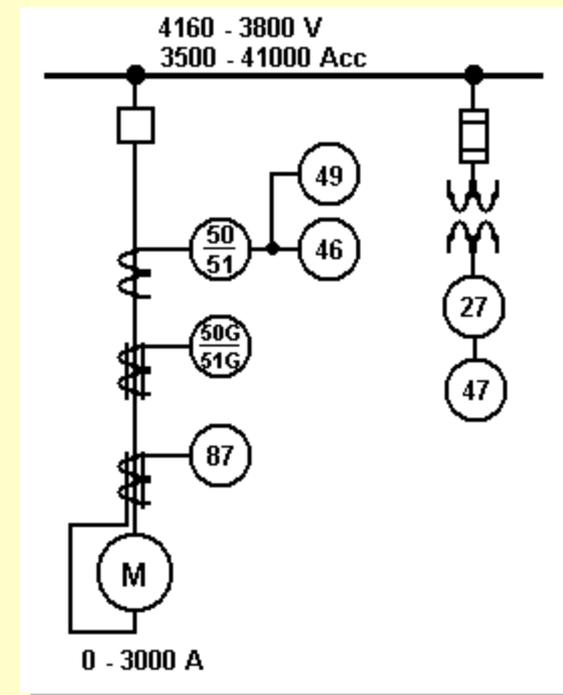


## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Requerimientos de Protección:

A continuación se resumen los dispositivos de protección utilizados para motores de inducción y sincrónicos en aplicaciones generales:

- ☒ Controlador de Motor de Media Tensión con Interruptores.
  - Relé térmico, relé de sobrecorriente temporizado (Relés 49/51): protección contra sobrecargas y condiciones de rotor bloqueado.
  - Relé de sobrecorriente instantáneo (Relé 50): protección contra cortocircuitos.
  - Relé de sobrecorriente residual (Relé 50N/51N) ó relé de sobrecorriente con TC toroidal (Relé 50G/51G): protección contra fallas a tierra.
  - Relé de balance de corriente de fase o relé de secuencia negativa (Relé 46): protección contra desbalances
  - Relé de bajo voltaje (27). Deberá tener función 47 (pérdida de fase y desbalance de voltaje de secuencia negativa si la fuente puede tener apertura no tripolar).
  - Relé térmico (49): recibe señales de sensores de resistencia o termocuplas en los devanados del estator y cojinetes.
  - Relé diferencial porcentual (Relé 87): protección contra cortocircuitos, fallas internas.





## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

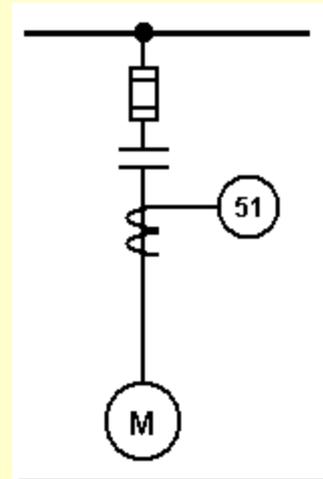
### Ajustes recomendados para los dispositivos de protección:

#### ► Fusibles:

Los fusibles sin retardo de tiempo generalmente son escogidos con la finalidad de permitir el arranque del motor y sobrecargas.

Los fusibles deben coordinar con los relés de sobrecarga: el relé debe operar antes que el fusible para sobrecargas operativas; y el fusible debe operar antes que el relé para corrientes de falla que excedan la capacidad de interrupción del contactor.

Es recomendable que la característica de operación del fusible interseccione la del relé de sobrecorriente en un punto no mayor a diez veces la corriente nominal del fusible.



## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Ajustes recomendados para los dispositivos de protección:

#### ► Relé de sobrecorriente instantáneo (50):

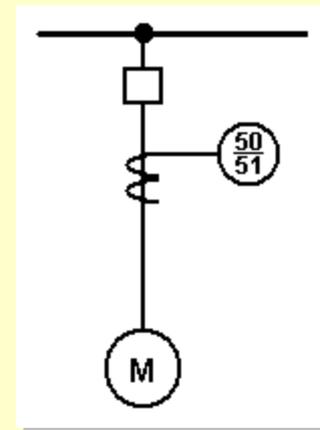
Generalmente es ajustado entre 165-250% de la corriente de rotor bloqueado. Es importante ajustar el relé lo más bajo posible pero evitando operación durante el arranque, considerando la asimetría inicial de la corriente de arranque del motor:

$$I_{pu} = I_{arr} \times 1.6 \times 1.1$$

#### ► Relé de sobrecorriente con retardo de tiempo (51):

El factor de servicio del motor determina en gran parte el ajuste de esta protección. Según el C.E.N. artículos 430-32 y 430-34:

	Ajuste
Motores con factor de F.S. $\geq 1,15$	$1,25 \times I_n$
Motores con aumento de temperatura $\leq 40^\circ\text{C}$	$1,25 \times I_n$
Compresores sellados con relés de sobrecarga	$1,40 \times I_n$
Compresores sellados con otro dispositivo	$1,25 \times I_n$
Todos los demás motores	$1,15 \times I_n$



En caso de usar este relé para protección contra rotor bloqueado, el ajuste de retardo de tiempo debe ser seleccionado para proveer un margen de 2-5 segundos por encima de la curva de arranque a tensión nominal.

## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Ajustes recomendados para los dispositivos de protección:

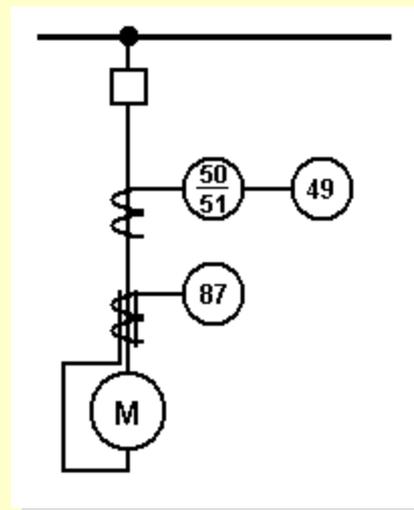
#### ► Relé diferencial (87):

Si se utilizan relés de sobrecorriente para brindar esta protección, el ajuste debe estar por el orden del 10-20% de la corriente nominal del motor, con un ajuste de tiempo de 0.1 segundos.

En caso de utilizar relés diferenciales porcentuales, se recomienda un pendiente de 10%, o 25% si existe diferencia entre los transformadores de corriente a utilizar.

#### ► Relé térmico (sobrecargas) (49):

El ajuste de este relé debe ser seleccionado entre 115-125% de la corriente nominal del motor, considerando además un factor de corrección para permitir sobrecargas sin ocasionar daños al motor:



Régimen de carga del motor	Factor de Corrección
Continuo, FS = 1.15	1.0
Continuo, FS = 1.0	0.9
"Short time", 60 min.	0.8
"Short time", 30 min.	0.75
"Short time", 15 min.	0.7
"Short time", 5 min.	0.6



## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Ajustes recomendados para los dispositivos de protección:

#### ► Relé de bajo voltaje (27):

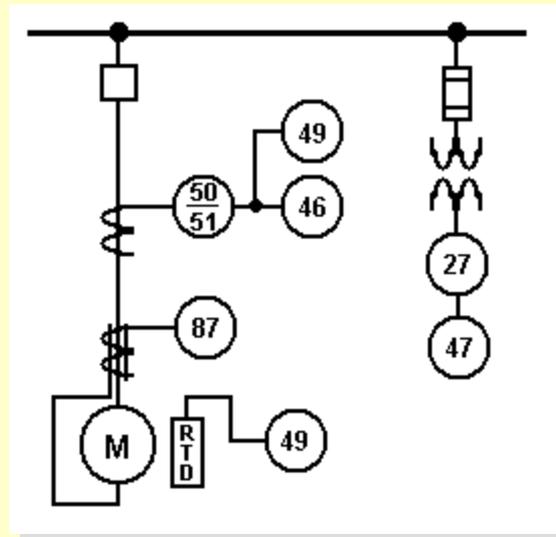
El “dropout” del relé de bajo voltaje es normalmente ajustado al 80% de la tensión nominal, pero en casos donde se produce una caída de tensión considerable durante el arranque de motores, un ajuste mayor puede ser utilizado si el motor así lo permite.

El ajuste de tiempo, cuando se utiliza una unidad instantánea, es normalmente 2-3 segundos. Cuando se desea una alta velocidad en el disparo, puede utilizarse un ajuste de 0.1 segundos. Cuando el ajuste de tiempo es proporcional al grado de bajo voltaje, se recomienda un ajuste entre 1.25-2 segundos.

#### ► Relé de secuencia negativa en la tensión de alimentación (47):

Este relé funciona en base a un valor pre-determinado de tensión polifásica en una secuencia de fase deseada, o cuando las tensiones polifásicas están desbalanceadas, o cuando la tensión de secuencia negativa excede un valor determinado (por ejemplo, en caso de pérdida de una fase).

En tal sentido, los ajustes recomendados son 90% para un relé de tensión de secuencia positiva, 5% para un relé de tensión de secuencia negativa





## PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA:

### Otras protecciones utilizadas:

- ▶ **Dispositivo de velocidad sincrónica (13) (exclusivo de motores sincrónicos):**  
Son ajustados de manera de que operen después del arranque o cuando la corriente del motor se ha estabilizado. Se recomienda un ajuste de 95% de la velocidad nominal. Relés de deslizamiento de frecuencia son ajustados entre 1-5% de deslizamiento.
- ▶ **Dispositivo térmico de campo (26F) (exclusivo de motores sincrónicos):**  
Este dispositivo detecta una sobrecarga en el campo al medir la corriente de campo. El ajuste debe ser lo más cercano posible a la constante de tiempo térmica del equipo protegido.
- ▶ **Relé de pérdida de excitación (40) (exclusivo de motores sincrónicos):**  
Debe ser ajustado para operar cuando el flujo de VAR en el motor excede aproximadamente el 10% los KVA del motor.
- ▶ **Relé de factor de potencia (55) (exclusivo de motores sincrónicos):**  
Se ajusta para operar cuando la corriente del motor retrasa a la posición de su factor de potencia unitario en 120-150°.
- ▶ **Relé para protección contra arranques sucesivos (66):**  
Este relé impide la repetición de la operación de arranque del motor más allá del número de veces permisible en el intervalo de tiempo especificado. Sufre auto-reseteo luego de transcurrido el tiempo ajustado.
- ▶ **Relé de disparo y bloqueo (86, “lockout relay”):**  
Este relé es operado ante la presencia de condiciones anormales para mantener inoperativos a los equipos o dispositivos asociados hasta que sea “reseteado”.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Consideraciones Generales:

#### Fallas:

Las fallas más comunes en los transformadores suelen ser las siguientes, en orden de frecuencia:

- Fallas entre espiras. Fallas devanado a tierra: ocasionadas por problemas de diseño, o fabricación, o por sobrecarga excesiva, o por vibraciones, o por sobretensiones, o por contaminación del aceite aislante.
- Fallas en terminales y cambiadores de tomas sin carga: ocasionadas por ensamblaje inapropiado, o por daños sufridos durante el transporte, o por vibración excesiva, o por diseño inapropiado.
- Fallas en los aisladores debido a vandalismo, o a contaminación, o a envejecimiento, o a rotura, o causado por animales.
- Fallas en el cambiador de tomas bajo carga: debido a mala operación del mecanismo, problemas en los contactos, contaminación del aceite, ensamblaje incorrecto.
- Fallas en el aislamiento del núcleo, en los transformadores de corriente instalados en los aisladores, fugas de aceite por la cuba, objetos extraños dejados en el interior (incluyendo sucio y partículas extrañas).

Una falla interna sostenida puede ocasionar arcos eléctricos, fuego, daños estructurales al devanado sano y al fallado, al tanque o a los aisladores. Una falla externa que sea despejada lentamente sobrecalienta los devanados y degrada el aislamiento.

El cambio en magnitud de la corriente en los terminales del transformador puede ser muy pequeño, si un número limitado de vueltas está cortocircuitado dentro del transformador.

La falla más difícil de detectar es aquella que involucra una sola vuelta del devanado. En un transformador de dos devanados, una falla entre dos vueltas puede resultar en una corriente menor a la corriente nominal.



# ESQUEMAS BÁSICOS PARA LA PROTECCIÓN DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Consideraciones Generales:

- Protección principal habitual (referencial) según el tamaño del transformador en aceite :

CAPACIDAD 3 F	PROTECCIÓN
Todos (*)	Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs)
$\geq 500$ kVA	Presión súbita/ ventilación forzada/dispositivos térmicos/suiche de nivel de aceite
$< 2500$ kVA	Fusibles
2500 - 5000 kVA	Relés de sobrecarga y sobrecorriente de fase y tierra.
5000 - 10000 kVA	Relés de sobrecarga, sobrecorriente y protección diferencial
$\geq 10000$ kVA	Relés de sobrecarga, sobrecorriente, restricción de armónicos, protección diferencial porcentual
Transf. Principales o $\geq 500$ kVA	Desconexión por desbalance de voltaje/pérdida de fase

Otras condiciones	PROTECCIÓN
Cualquier tamaño según aplicación	Resistencia de puesta a tierra (alto ó bajo valor)
$> 500-750$ kVA 3F	Ventilación forzada



# ESQUEMAS BÁSICOS PARA LA PROTECCIÓN DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Consideraciones Generales:

- Protección principal habitual según el tamaño del transformador en aceite :

CAPACIDAD 3 F	PROTECCIÓN (según PDVSA-Exxon Mobil)
Todos (*)	Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs)
< 500 kVA	Fusibles
$\geq 500$ kVA	Presión súbita/ ventilación forzada/dispositivos térmicos/suiche de nivel de aceite
$\geq 10000$ kVA ó $\geq 34,5$ kV	Relés de sobrecarga y sobrecorriente de fase y tierra.
Transf. Principales o $\geq 500$ kVA	Relés de sobrecarga, sobrecorriente, restricción de armónicos, protección diferencial porcentual
	Desconexión por desbalance de voltaje/pérdida de fase

Otras condiciones	PROTECCIÓN (según PDVSA-Exxon Mobil)
2,4 / 4,16 / 13,8 / 34,5 kV	Resistencia de puesta a tierra (alto ó bajo valor)
> 500-750 kVA 3F	Ventilación forzada



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Consideraciones Generales:

#### Ubicación y función del transformador:

Siendo el transformador una parte esencial del sistema de potencia, requerirá normalmente los relés más sofisticados en términos de diseño y redundancia, en grado creciente según tamaño y criticidad del servicio.

Si se trata de un transformador reductor ubicado en una subestación de distribución, generalmente con un relé diferencial y protección de sobrecorriente de respaldo será suficiente. Si el transformador está cercano a una unidad de generación requerirá de restricción de armónicos.

#### Nivel de tensión del transformador:

Mientras más alta sea la tensión nominal del transformador, los equipos de protección a utilizar serán más sofisticados y costosos.

#### Conexión y diseño:

Los esquemas de protección varían considerablemente entre autotransformadores y transformadores de 2 o 3 devanados. La conexión de los devanados de un transformador trifásico (delta o estrella) afecta también el esquema de protección a aplicar. También es importante la presencia de devanados terciarios, el tipo de puesta a tierra utilizado, el tratamiento del neutro, cambiadores de "tap.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Curvas de Daño: resistencia a corrientes de falla a través del transformador.

- ▶ Estas curvas consideran el efecto acumulativo del daño en el transformador debido a corrientes de falla pasando a través del mismo, y el número de estas fallas a las cuales el transformador puede estar expuesto en una aplicación dada.
- ▶ Para aplicaciones donde las fallas pueden ocurrir frecuentemente (subestaciones de distribución con circuitos aéreos), la curva refleja los daños térmicos y mecánicos causados por la falla. Para aplicaciones donde la presencia de fallas no es frecuente la curva se refleja principalmente los daños térmicos.
- ▶ Las curvas características de los dispositivos de protección de sobrecorriente a utilizar deben coordinar con la curva de daño del transformador a proteger, teniendo en cuenta no solamente el nivel de incidencia de fallas sino también la ubicación de los dispositivos de protección involucrados.
- ▶ Los transformadores se pueden dividir en cuatro categorías según su capacidad:

CATEGORÍA	KVA (MONOFÁSICO)	KVA (TRIFÁSICO)
I	5 – 500	15 – 500
II	501 – 1667	501 – 5000
III	1668 – 10000	5001 – 30000
IV	> 10000	> 30000



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

**Curvas de Daño: resistencia a corrientes de falla a través del transformador.**

### Categoría I:

- ▶ Los transformadores de esta categoría pueden ser representados con la curva térmica. Los puntos de la curva son calculados de la siguiente manera:

PUNTO 1:

$$T = 1250 \times (Zt)^2$$

$$I = (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / Zt$$

PUNTO 4:

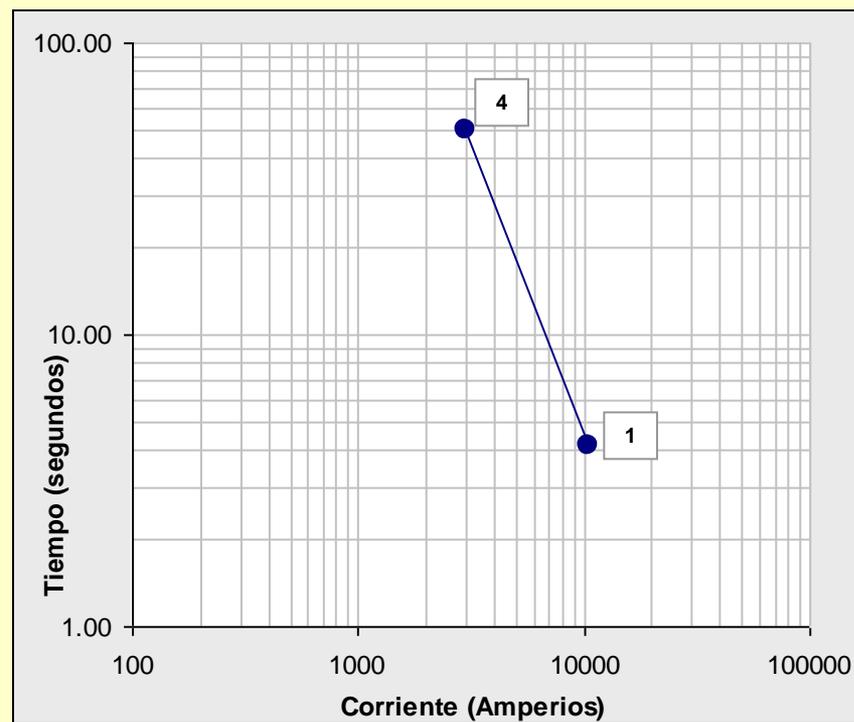
$$T = 50$$

$$I = 5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX})$$

Donde:

Zt: impedancia del transformador en p.u.  
(tomando como base la capacidad OA).

TX: transformador.





## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

**Curvas de Daño:** resistencia a corrientes de falla a través del transformador.

### Categoría II:

- ▶ Los transformadores de esta categoría generalmente se representan con las curvas térmica y mecánica, caracterizado por la ocurrencia frecuente de fallas (más de 10 en el período de vida útil). Los puntos de la curva son calculados de la siguiente manera:

PUNTO 1:

$$T = 2$$

$$I = (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / Z_t$$

PUNTO 2:

$$T = 4.08$$

$$I = 0.7 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / Z_t$$

PUNTO 3:

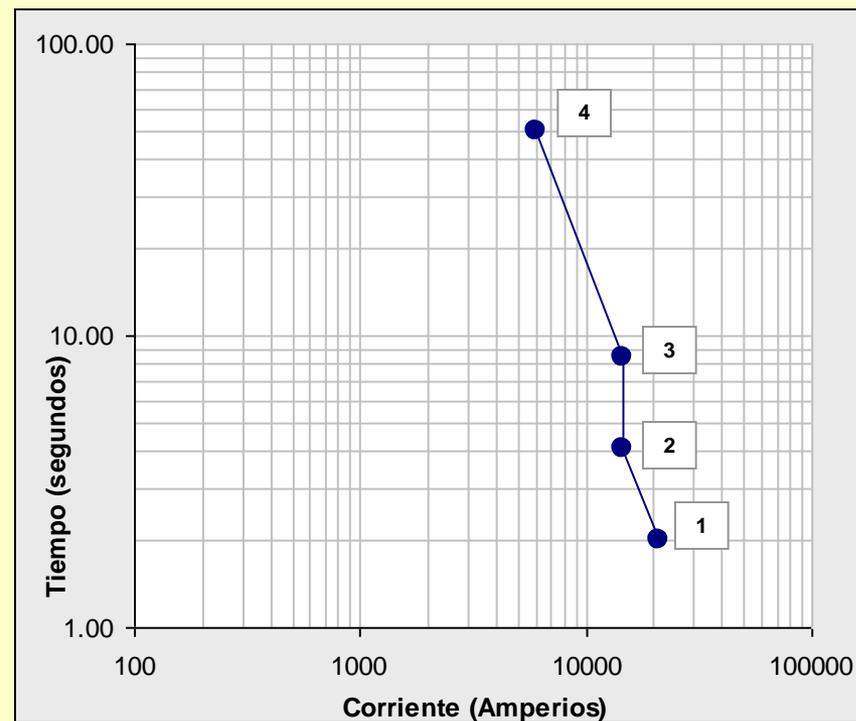
$$T = 2551 \times (Z_t)^2$$

$$I = 0.7 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / Z_t$$

PUNTO 4:

$$T = 50$$

$$I = 5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX})$$



Donde:

$Z_t$ : impedancia del transformador en p.u.  
(tomando como base la capacidad OA).

TX: transformador.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

**Curvas de Daño:** resistencia a corrientes de falla a través del transformador.

### Categoría III:

- ▶ Los transformadores de esta categoría generalmente se representan con las curvas térmica y mecánica, caracterizado por la ocurrencia frecuente de fallas (más de 5 en el período de vida útil). Los puntos de la curva son calculados de la siguiente manera:

PUNTO 1:

$$T = 2$$

$$I = (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / (Z_t + Z_s)$$

PUNTO 2:

$$T = 8$$

$$I = 0.5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / (Z_t + Z_s)$$

PUNTO 3:

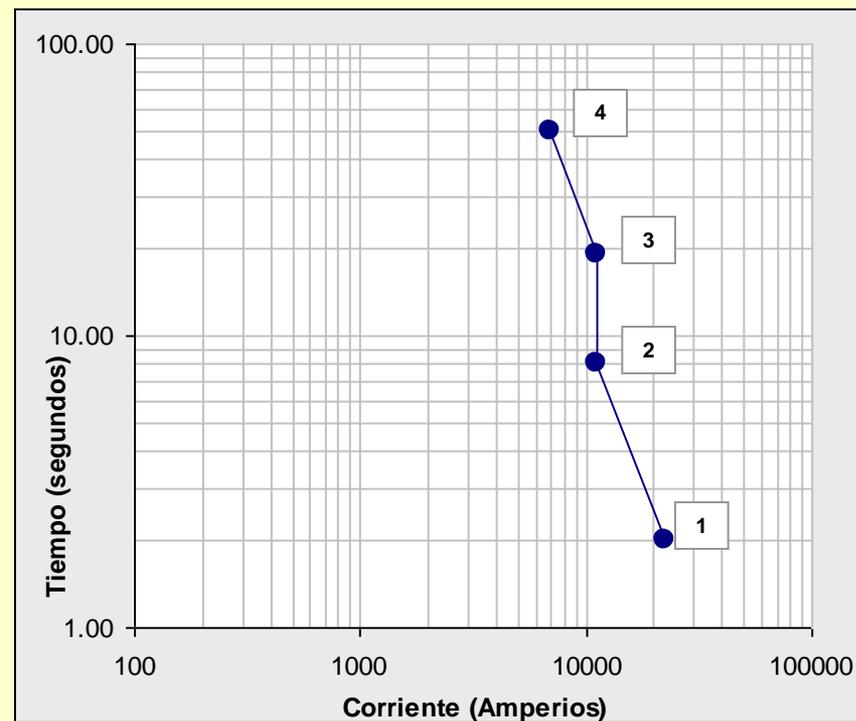
$$T = 5000 \times (Z_t + Z_s)^2$$

$$I = 0.5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / (Z_t + Z_s)$$

PUNTO 4:

$$T = 50$$

$$I = 5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX})$$



Donde:

$Z_t$ : impedancia del transformador en p.u.

$Z_s$ : impedancia de la fuente en p.u.

(Tomando como base la capacidad OA).



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

**Curvas de Daño:** resistencia a corrientes de falla a través del transformador.

### Categoría IV:

- ▶ Los transformadores de esta categoría son clasificados como susceptibles a la ocurrencia frecuente de fallas, por lo que se representan con ambas (térmica y mecánica). Los puntos de la curva son calculados de la siguiente manera:

PUNTO 1:

$$T = 2$$

$$I = (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / (Z_t + Z_s)$$

PUNTO 2:

$$T = 8$$

$$I = 0.5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / (Z_t + Z_s)$$

PUNTO 3:

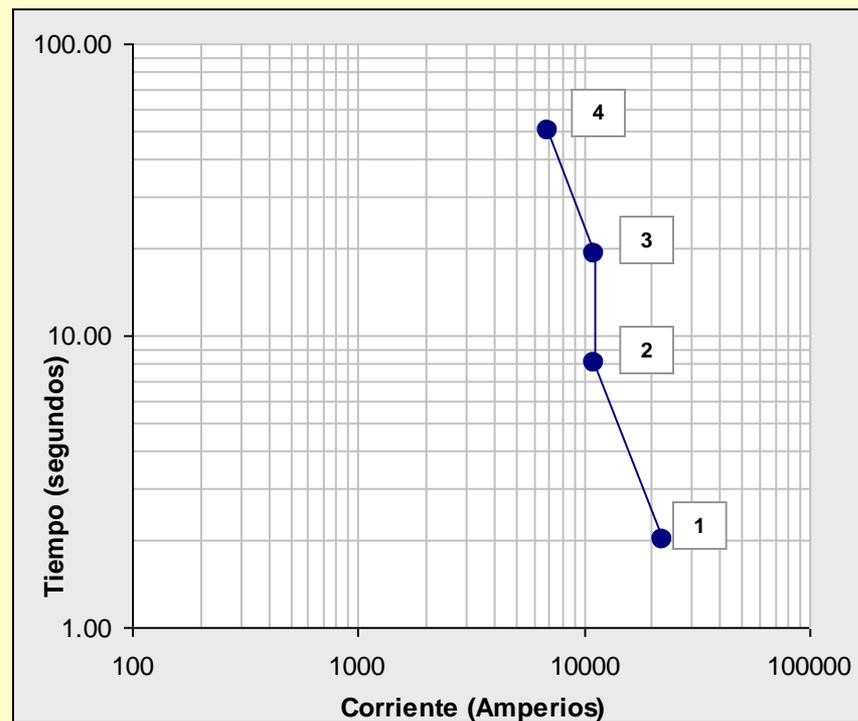
$$T = 5000 \times (Z_t + Z_s)^2$$

$$I = 0.5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX}) / (Z_t + Z_s)$$

PUNTO 4:

$$T = 50$$

$$I = 5 \times (\text{CAPACIDAD OA DEL TX})$$



Donde:

$Z_t$ : impedancia del transformador en p.u.

$Z_s$ : impedancia de la fuente en p.u.

(Tomando como base la capacidad OA).



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

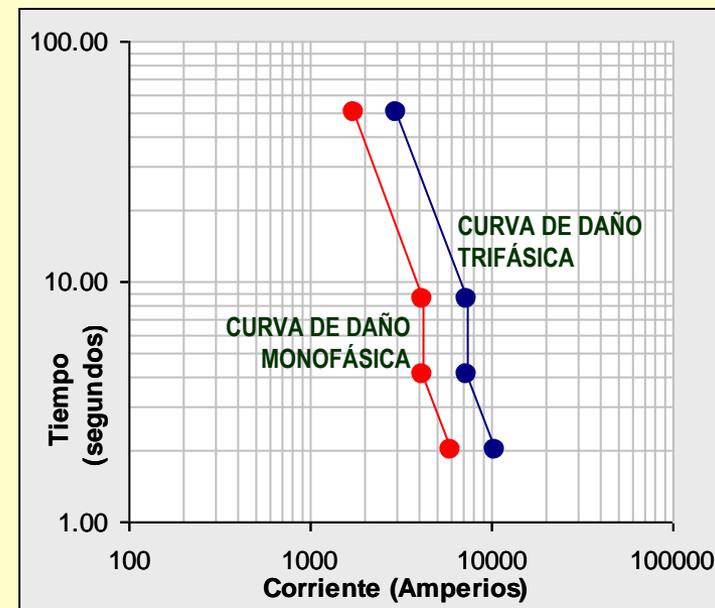
**Curvas de Daño: resistencia a corrientes de falla a través del transformador.**

### Fallas no balaceadas:

- Para la representación de la curva de daño en condiciones de falla no balanceada (fase-fase, fase-tierra) se aplica un factor ANSI, el cual depende del tipo de conexión del transformador.

TIPO DE CONEXIÓN	FALLA TRIFÁSICA	FALLA FASE-FASE	FALLA FASE-TIERRA	FACTOR ANSI
	1.00	0.87	N/A	0.87
	1.00	1.15	0.58	0.58
	1.00	1.15	N/A	1.00
	1.00	1.00	N/A	1.00
	1.00	1.00	1.00	1.00
	1.00	1.00	0.67	0.67
	1.00	1.00	N/A	1.00
	1.00	1.00	N/A	1.00
	1.00	1.00	N/A	1.00
	1.00	1.00	N/A	1.00
	1.00	1.00	1.00	1.00
	1.00	1.00	0.67	0.67
	1.00	1.00	0.67	0.67
	1.00	1.00	N/A	1.00

Curvas de Daño de Transformador  
Categoría II (Conexión Delta-Y a tierra)



(1) Transformador tipo "Core".

(2) Transformador tipo "Shell".



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

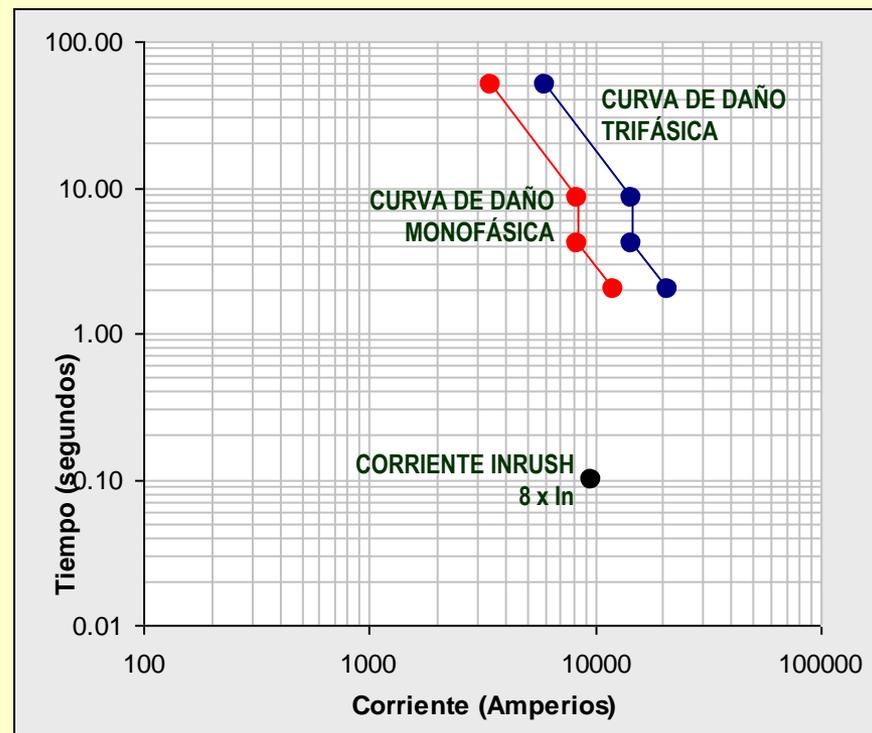
### Corriente “Inrush” de energización.

- ▶ La corriente “inrush” de energización se representa mediante un punto, el cual aproxima el efecto de la corriente inrush sobre la operación de los dispositivos de protección asociados.
- ▶ La corriente “inrush” depende de la capacidad del transformador y generalmente se dibuja en 0.1 segundos y puede ser estimada de la siguiente manera:

KVA	CORRIENTE “INRUSH” (RMS)
500-2500	8 x Corriente Nominal
> 2500	(10 – 12) x Corriente Nominal

- ▶ Sin embargo, lo más recomendable es obtener el dato del fabricante. ESTO SE HACE IMPRESCINDIBLE EN TRANSFORMADORES DE MUY ALTA TENSIÓN O DE DISEÑO ESPECIAL.

Transformador 1000 KVA 4160/480 V  
Conexión Delta-Y a tierra  
Categoría II



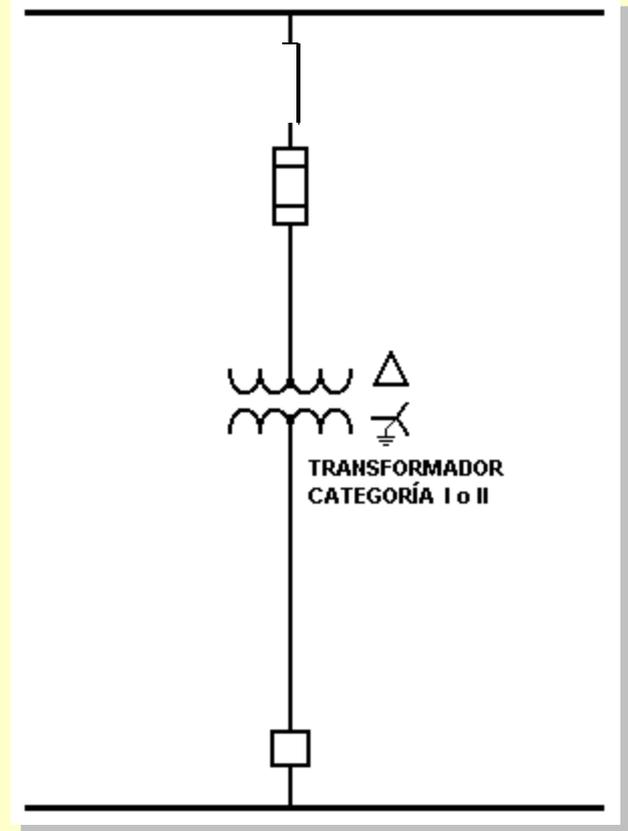
## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

#### ► Fusibles.

La selección del fusible apropiado depende de los siguientes factores:

- ☆ La **capacidad de interrupción** del fusible debe ser mayor a la corriente máxima de de cortocircuito que debe interrumpir.
- ⌚ La **capacidad nominal** del fusible debe ser mayor que la carga máxima del transformador.
- ⌚ El fusible debe permitir la corriente “inrush” de magnetización del transformador sin operar.
- ⌚ La característica mínima de operación indica que el fusible debe coordinar con los dispositivos de protección ubicados en el secundario del transformador.
- ⌚ En caso de utilizar fusibles limitadores de corriente, los descargadores de sobretensión ubicados en el lado del fusible debe tener un “rating” igual o mayor a las sobretensiones que el fusible pueda generar.
- ⌚ La protección primaria debe ser capaz de “ver” fallas secundarias en el transformador.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

#### ► Sobrecargas (Relé 51: Sobrecorriente temporizado).

El ajuste de la función 51 debe permitir la sobrecarga del transformador cuando sea necesario y en condiciones de operación aceptables.

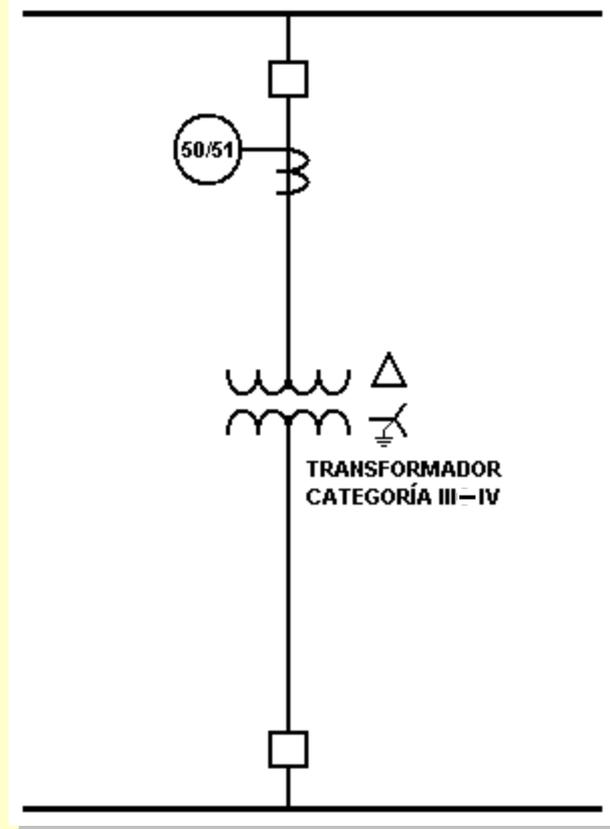
El ajuste “pick-up” generalmente utilizado varía entre 125% y 600% de la capacidad mínima del transformador, considerando un 115% de la máxima sobrecarga aceptable.

El ajuste de tiempo utilizado debe coordinar con los dispositivos de protección ubicados aguas abajo.

#### ► Sobrecorriente (Relé 50: Sobrecorriente instantáneo).

Este relé no debe operar para la corriente inrush o para fallas en el secundario del transformador (aguas abajo).

El ajuste generalmente utilizado es 175% (aunque puede variar entre 125% y 200%) de la capacidad del primario del transformador.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

#### ► Protección Diferencial (Relé 87T).

Esta protección puede ser implementada a través de:

- ☆ Relés de sobrecorriente.
- ⌚ Relés diferenciales porcentuales.
- ⌚ Relé diferencial porcentual con restricción de armónicos.

Según la distribución de corrientes de la figura anexa, se obtiene:

$$N1 \times I1p = N2 \times I2p$$

$$N1 \times n1 \times I1s = N2 \times n2 \times I2s$$

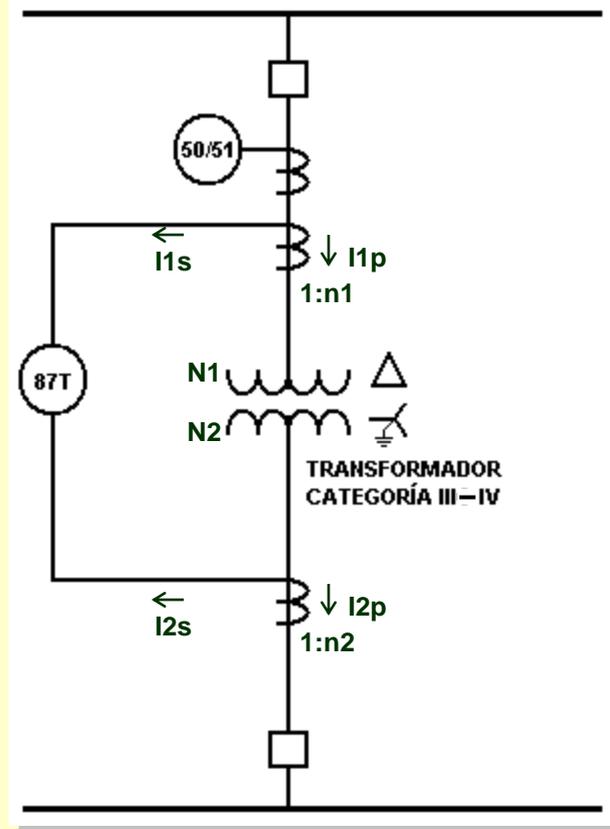
Seleccionando los transformadores de corriente apropiadamente, se puede obtener:

$$N1 \times n1 = N2 \times n2$$

$$I1s = I2s$$

Pero en presencia de una falla interna esta condición no se cumple, obteniéndose una diferencia entre las dos corrientes que es proporcional a la corriente de falla:

$$I_d = I1s - I2s$$



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

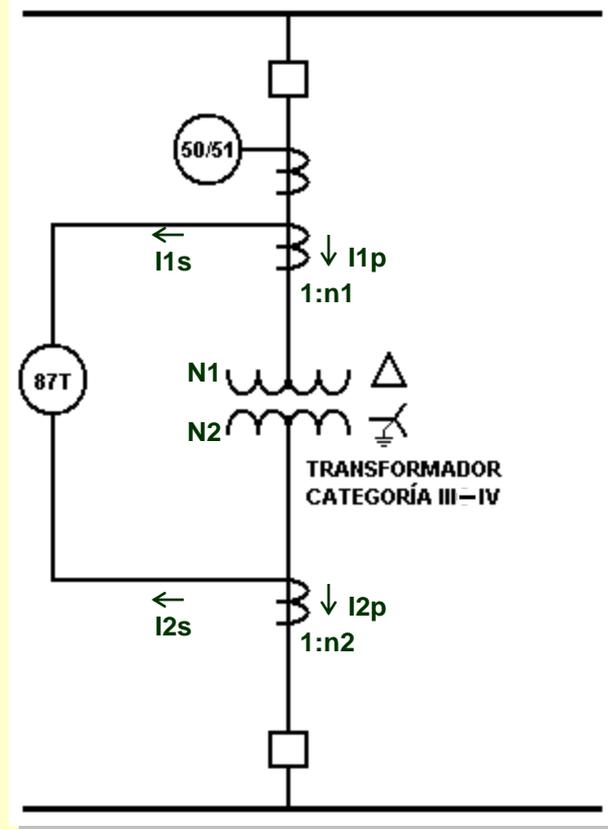
### Protecciones utilizadas:

#### ► Protección Diferencial (Relé 87T) (cont.).

Existen factores que se deben considerar a la hora de implementar esta protección:

- ☆ No siempre es posible obtener transformadores de corriente con relaciones de transformación que permitan satisfacer la condición  $N1 \times n1 = N2 \times n2$ , debido a que generalmente se utilizan relaciones de transformación estándar o comerciales.
- ⌚ Los errores de transformación de los transformadores de corriente utilizados pueden ser diferentes, lo que introduce una corriente diferencial tanto en condiciones normales como en presencia de una falla.
- ⌚ Si el transformador cuenta con cambiador de tomas, se introducen cambios importantes en la relación de transformación al momento de utilizar el mismo, que algunos relés compensan internamente.

Estos efectos causan una corriente diferencial que pasa a través del relé, el cual no debe originar disparos innecesarios por esta corriente. Los relés de sobrecorriente convencionales son susceptibles a falsas operaciones por este motivo, por lo cual es generalmente utilizado el relé diferencial porcentual.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

#### ► Protección Diferencial (Relé 87T) (cont.).

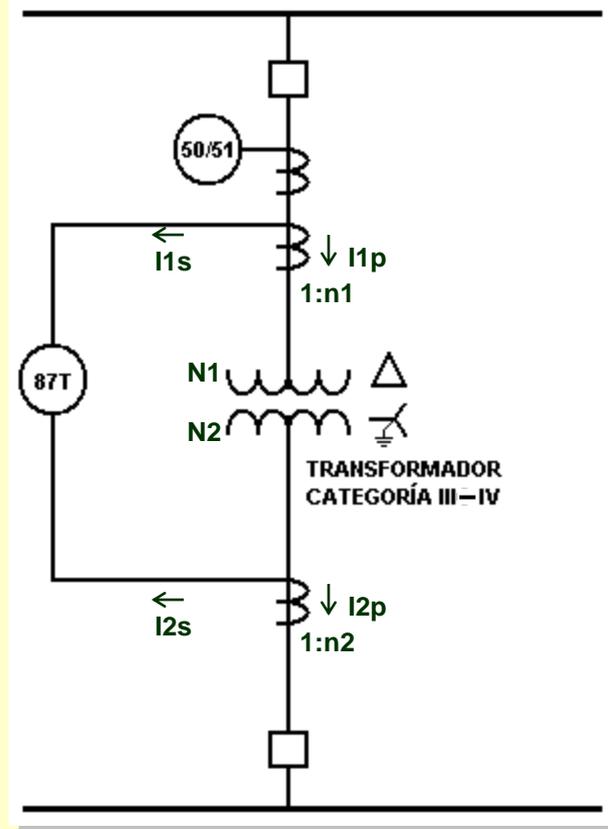
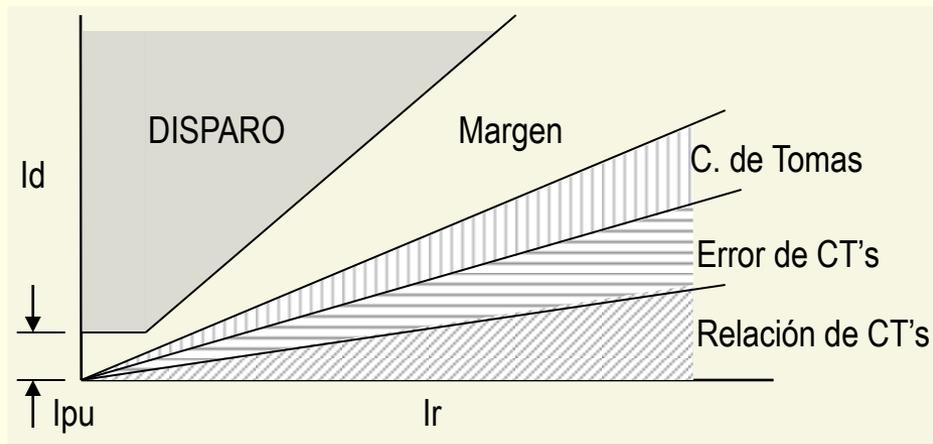
En el relé diferencial porcentual, la corriente de operación ( $I_d$ ) debe exceder un porcentaje fijo de la corriente “pasante” a través del transformador, la cual es definida como corriente de restricción  $I_r$  :

$$I_r = \frac{I_{1s} + I_{2s}}{2}$$

Entonces el relé operará cuando:

$$I_d \geq K \times I_r$$

Donde  $K$  es la pendiente de la curva diferencial porcentual de operación del relé, con valores típicos de 10%, 20% y 40%.



$I_{pu}$  = Ajuste de corriente.

## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

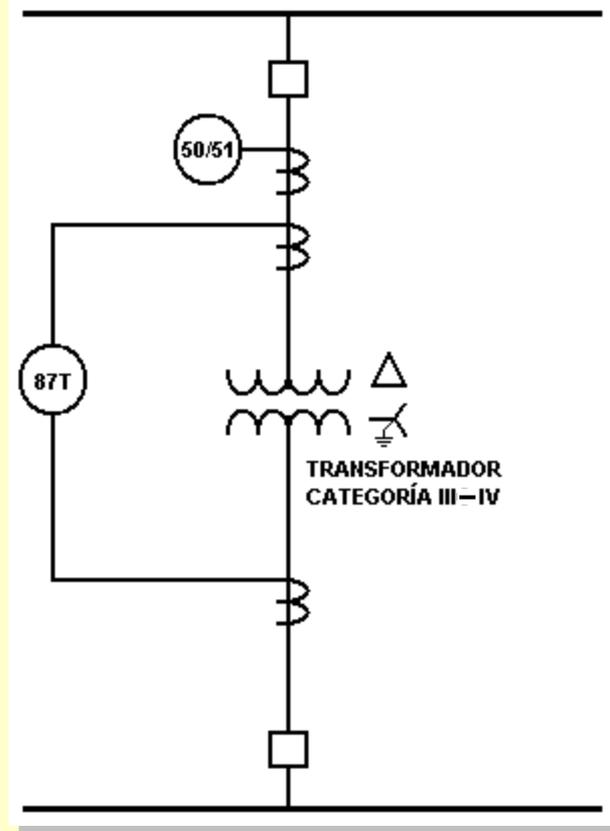
#### ► Protección Diferencial (Relé 87T) (cont.).

El ajuste de corriente del relé diferencial porcentual es generalmente bajo, el relé no debe operar a menos que la corriente diferencial sea mayor a este valor. La pendiente de la curva determina la zona de disparo/operación del relé.

Finalmente, si se desea evitar disparos no deseados debido a las corrientes “inrush”, se puede utilizar la restricción de armónicos (relé diferencial porcentual con restricción de armónicos).

Estos relés utilizan al menos la componente de corriente de 2° armónico (presente en la energización del transformador) para restringir o reducir la sensibilidad del relé durante este período.

La finalidad de estos relés es proveer una restricción apropiada de la corriente “inrush” y a la vez permitir la operación del relé ante una falla interna durante el período “inrush”.



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

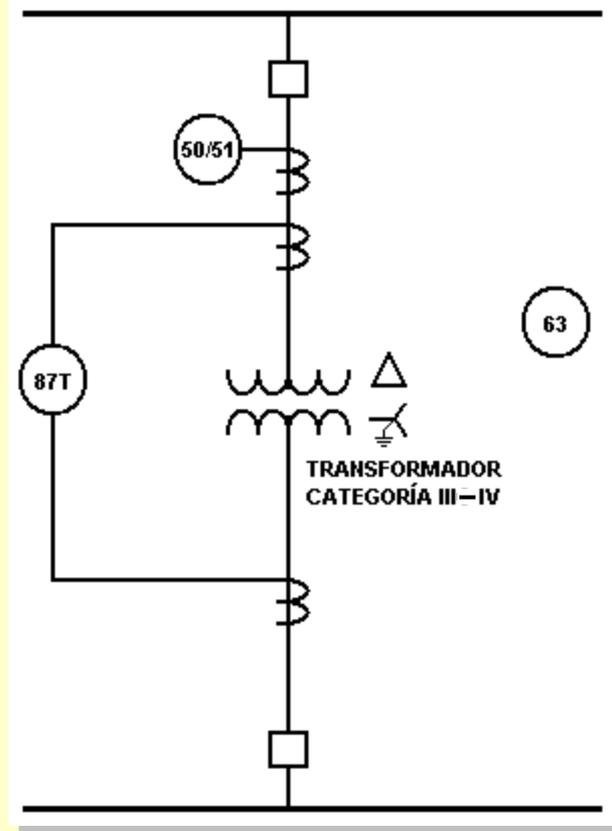
### Protecciones utilizadas:

#### ► Dispositivos de Presión (Relé 63).

Al ocurrir una falla interna en un transformador de aceite, el arco producido genera gases, los cuales crean ondas de presión en el aceite.

En los transformadores con tanque tipo “conservador”, las ondas de presión en el aceite son detectadas por una membrana de presión en la tubería que conecta el tanque del transformador con el conservador. El movimiento de la membrana es detectado por un relé **Buchholz**.

En los transformadores con tanques con colchón de aire en el tope, las ondas de presión son detectadas por un **Relé de Presión Súbita**. Estos relés no detectan cambios lentos de presión (cambios en la carga del transformador).



## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

#### ► Dispositivos de Temperatura (Relés 26 y 49).

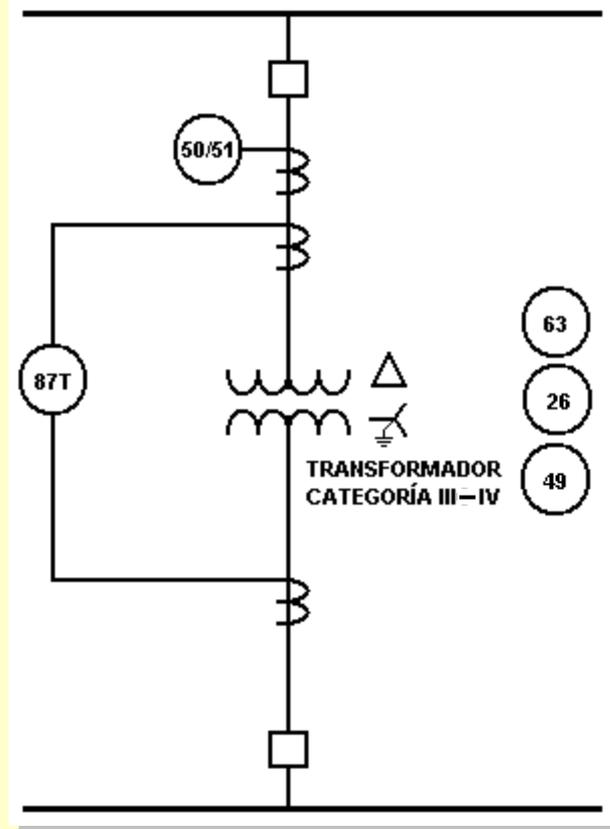
Existen muchos dispositivos de detección de temperatura utilizados para indicación, control, registro y disparo (no muy común).

Algunos dispositivos miden la temperatura del aceite, usualmente en el tope del aceite (**Elemento 26**).

Estos dispositivos pueden enviar señales de alarma al DCS, para alertar al operador, quien puede remotamente descargar el transformador o realizar revisiones en sitio.

Otros dispositivos utilizan una combinación de corriente y temperatura del aceite para medir el efecto total de carga y temperatura ambiente (**Relé 49**). La temperatura crítica es conocida como "HOT SPOT" y se refiere al valor máximo de temperatura que se puede producir en cualquier lugar del devanado.

Este relé es usado comúnmente para arrancar y parar los motores de los ventiladores del transformador, y en casos extremos cuando no es posible remover la carga remotamente o enviar a un operador, generar una alarma que disparará el interruptor asociado al transformador.

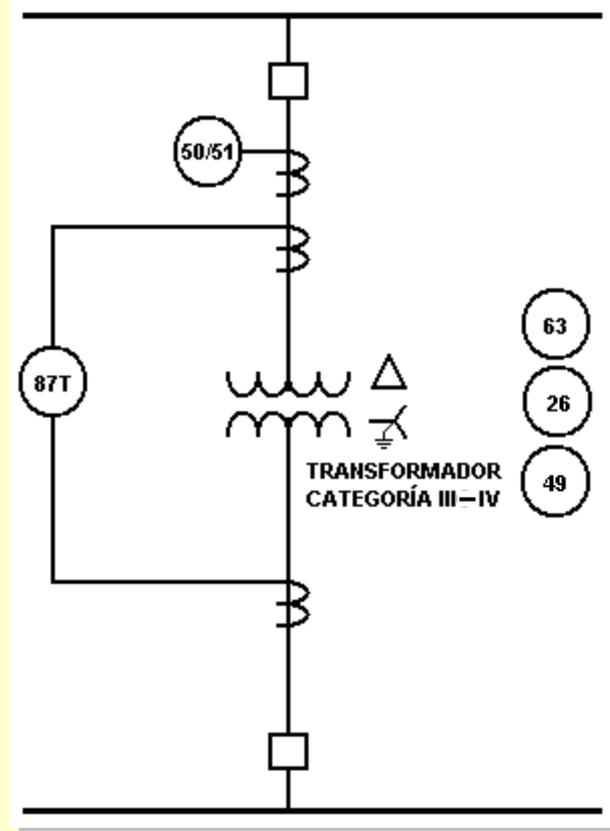


## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

### Protecciones utilizadas:

#### ► Otras protecciones.

- ✓ Medidor del nivel de aceite.
- ✓ Dispositivos de alivio de presión.
- ✓ Relé de detección de gases.
- ✓ Relé de detección de gas combustible.
- ✓ Protección contra sobrecargas: descargadores de línea y condensadores.
- ✓ Detección y combate de incendios.
- ✓ Protección contra agentes corrosivos, humedad, etc.
- ✓ Inmersión en agua.
- ✓ Impactos.
- ✓ Vibración.
- ✓ Vandalismo.





## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Consideraciones Generales:

#### □ Fallas:

Las fallas más comunes en las barras suelen ser las siguientes, en orden de frecuencia:

- Fallas por objetos extraños dejados en el interior (principalmente herramientas).
- Fallas en aisladores debido a vandalismo, o a contaminación, o a envejecimiento, o a rotura, o causado por animales.
- Fallas en terminales ocasionadas por montaje inapropiado, o por daños sufridos durante el transporte, o por vibración excesiva, o por diseño inapropiado.

Las fallas en barras (subestaciones exteriores o interiores, switchgears, MCCs, etc.) suelen ser escasas, pero tan destructivas y peligrosas, que requieren de toda la prevención posible: diseño de barras apropiado para el sitio y condiciones de operación (apropiada resistencia a cortocircuitos externos durante el tiempo necesario, apropiado apretado de conexiones), relés o fusibles de alta velocidad y apropiada sensibilidad en esquemas de protección respaldados, adecuada protección contra sobretensiones en el sistema, apropiada puesta a tierra.

#### □ Esquemas de protección más comunes:

- Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs).
- Fusibles / Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N) ó esquema diferencial porcentual (87 / 87N ó 51/ 51N) y/ó esquema diferencial parcial (hecho a base de relés 51).
- Otros: relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N).
- Respaldos: disparo transferido, 50BF, 51V.



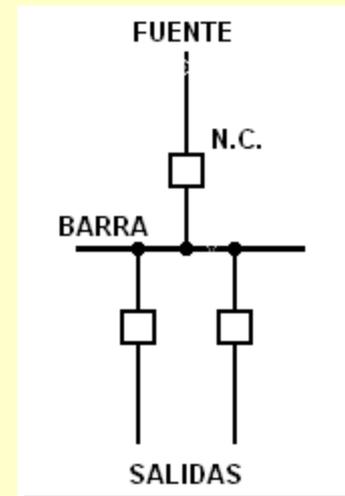
## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Esquemas de protección más comunes:

#### □ Aplicaciones específicas:

##### Esquema Barra Radial:

- ▶ Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs).
- ▶ Fusibles / Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N)
- ▶ Otros: relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- ▶ Respaldos: disparo transferido, 50BF, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.





# ESQUEMAS BÁSICOS PARA LA PROTECCIÓN DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

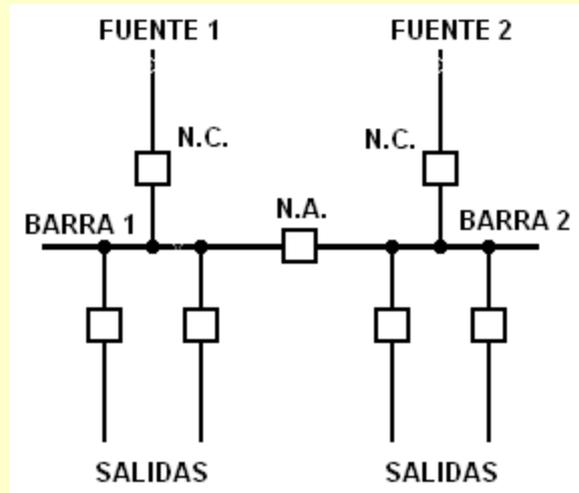
## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Esquemas de protección más comunes:

#### □ Aplicaciones específicas:

##### Esquema Secundario Selectivo:

- ▶ Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs).
- ▶ Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N)
- ▶ Transferencia manual y / ó automática.
- ▶ Otros: relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- ▶ Respaldos: disparo transferido, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.



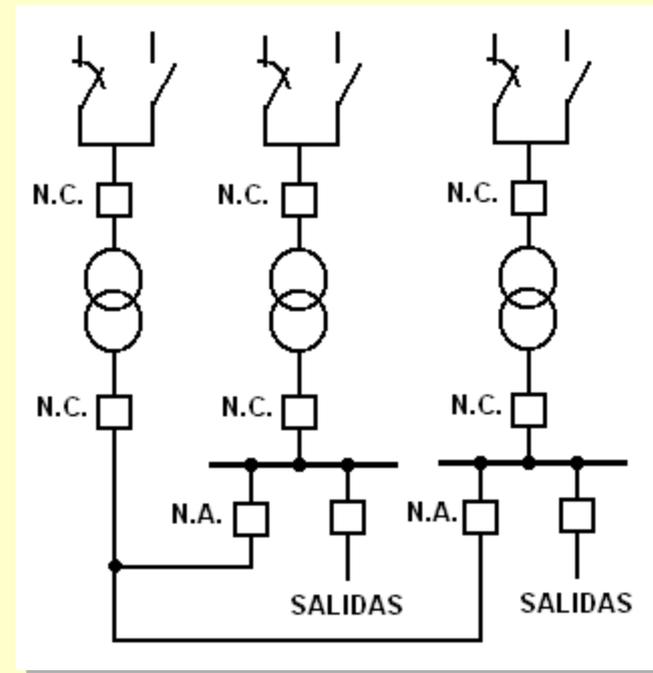
## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Esquemas de protección más comunes:

#### □ Aplicaciones específicas:

##### Esquema Transformador de Reserva:

- ▶ Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs).
- ▶ Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N)
- ▶ Transferencia manual y / ó automática.
- ▶ Otros: relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- ▶ Respaldos: disparo transferido, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.





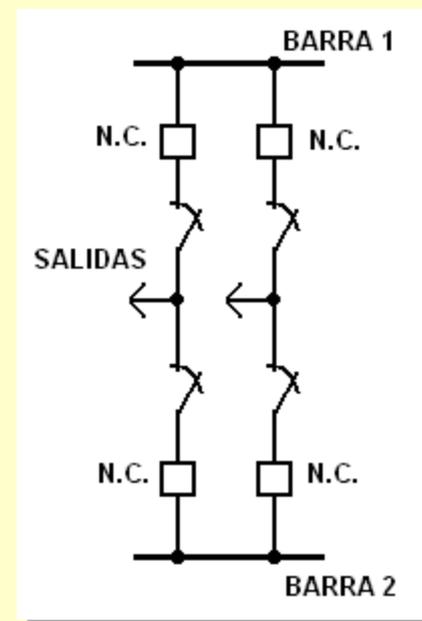
## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Esquemas de protección más comunes:

#### □ Aplicaciones específicas:

#### Esquema Doble Barra – Doble Interruptor:

- ▶ Protección contra sobretensiones (Surge Arresters, TVSSs).
- ▶ Diferencial de barra (87 / 87 N).
- ▶ Transferencia manual y / ó automática.
- ▶ Otros: relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- ▶ Respaldos: disparo transferido, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.





## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Protección Diferencial:

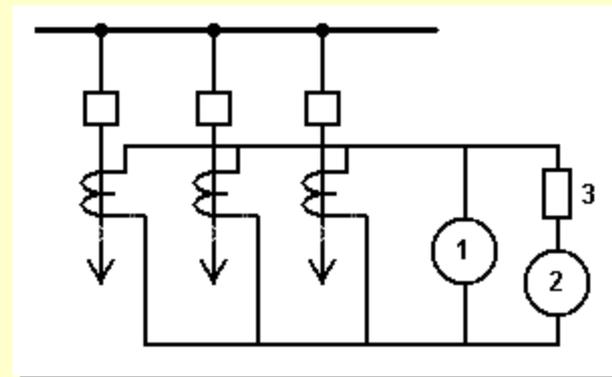
El esquema diferencial mide la suma fasorial de las corrientes entrantes y salientes de la barra, la cual debería ser CERO a menos que exista una falla de cortocircuito en la zona (barra) protegida.

#### □ Tipos de esquemas:

##### Relé Diferencial de Voltaje:

En este esquema se utilizan transformadores de corriente atravesados por cada barra. El problema de la saturación de los mismos y de la componente de C.C. es eliminado utilizando un relé con bobina de alta impedancia, que responde al voltaje.

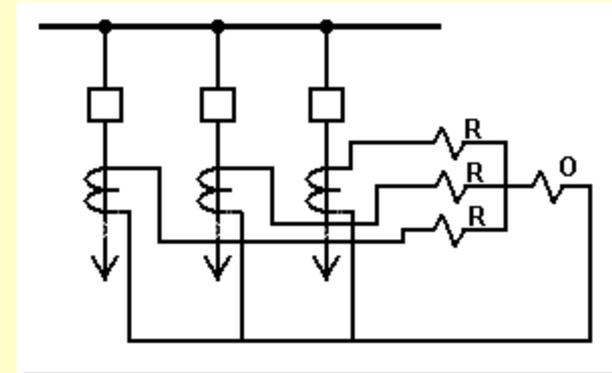
- 1 = Relé de sobretensión.
- 2 = Relé de sobrecorriente.
- 3 = Resistor variable.



##### Relés Diferencial Porcentual:

En este esquema el relé es similar al utilizado para la protección de transformadores y es vital que los TCs no saturen en ningún caso y posean en todo idénticas características, particularmente en lo referente a precisión y saturación. Limita la cantidad de alimentadores que se pueden proteger.

- R = Bobina de restricción.
- O = Bobina de operación.



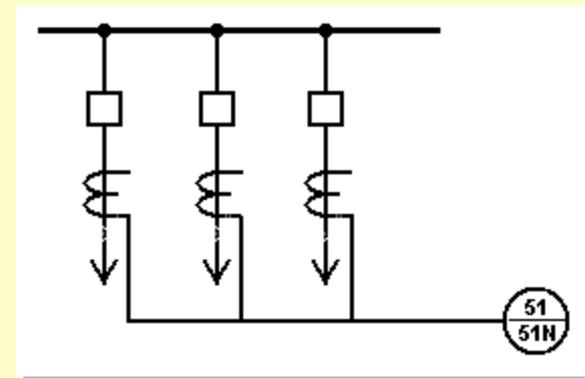
## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Protección Diferencial:

#### □ Tipos de esquemas:

#### Relés de Sobrecorriente (51/ 51N):

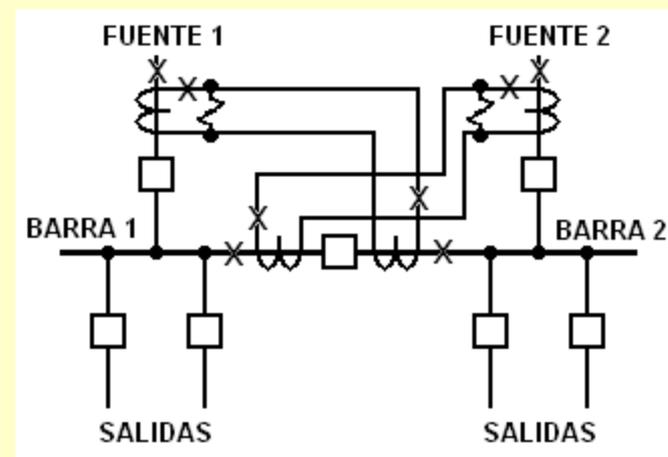
Hoy en día no es necesariamente el más económico; por causa de su economía fue desarrollada en la época de los relés electromecánicos. Las mismas previsiones que han de tomarse para el caso de la protección diferencial porcentual aplican para este caso. El esquema es más lento en operar que los otros disponibles, lo cual representa una desventaja.



#### Diferencial Parcial:

Es una variante en la cual una o más CARGAS (o todas) son dejadas fuera de la suma fasorial de corrientes. En verdad, no se trata de un verdadero esquema diferencial.

Este esquema suele ser más económico, pero es más lento que 1) y 2), y además debe ser coordinado con los relés de sobrecorriente de las CARGAS y AGUAS ARRIBA.





## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Protección Diferencial:

#### Razones para su uso:

- ✓ Mayor grado de exposición de la barra a fallas: las barras exteriores están más expuestas que las de un Metal- Clad Switchgear.
- ✓ Varias barras en secundario selectivo: aquí la más rápida y selectiva separación de la barra fallada de las demás se hace con un esquema diferencial.
- ✓ Necesidad de limitar los daños a la barra debido a su criticidad.
- ✓ Para evitar o eliminar un problema de coordinabilidad.
- ✓ En barras alimentadas por generadores locales o una combinación de generación local con la compañía de suministro: así se logra aislar la porción fallada de barra y mantener el resto del sistema. Las funciones 51 usualmente toman mucho tiempo en actuar.

#### Aplicación / Criterios de Diseño y Ajuste:

- ✓ La parte costosa normalmente es la asociada a los transformadores de corriente que se requieren.
- ✓ Los transformadores de corriente deben tener todos idénticas características cuando hablamos de protección diferencial porcentual, y no deben saturar en ninguna zona de operación (no deben saturar aún durante el peor cortocircuito esperado). Para cualquier tipo de relé diferencial, los transformadores de corriente deben poseer baja reactancia de fuga secundaria.
- ✓ En la instalación del esquema, especial cuidado ha de tenerse con la polaridad de los transformadores de corriente, para evitar que el relé dispare para fallas localizadas fuera de la zona de protección.



## PROTECCIÓN DE BARRAS:

### Protección de Respaldo:

#### Razones para su uso:

SIEMPRE ha de proveerse algún mecanismo de respaldo. Las diferencias estarán en el costo y sofisticación de tal respaldo.

Por ejemplo: un sistema radial en media tensión protegido a base de interruptores tripolares y relés de sobrecorriente asociados a cada interruptor posee de hecho protección de respaldo, ya que cada interruptor aguas arriba, apropiadamente coordinado, conforma el respaldo requerido en detección y medio de interrupción.

En contraste, un sistema con protección diferencial requiere, aún correctamente coordinado, de dispositivos de detección adicionales, para así hacer actuar a los medios de interrupción que puedan seccionar la falla en caso de que el esquema diferencial falle o falle algún interruptor principal.



## PROTECCIÓN DE CABLES:

### Consideraciones generales:

- ▶ Los cables de potencia requieren protección contra cortocircuitos, sobrecargas y daños físicos según el C.E.N. La protección es necesaria para evitar que el cable opere en condiciones que superen a su capacidad de diseño, proteger al personal y equipos asociados y asegurar la continuidad del servicio.
- ▶ Las altas temperaturas originadas por sobrecargas ocasionan una disminución en la vida útil del cable. Adicionalmente, si el calentamiento llega a ser excesivo, puede dañar al aislamiento del cable.
- ▶ La selección adecuada del cable asegura que el cable es lo suficientemente “grande” para la corriente de carga esperada. La protección adecuada asegura que el aumento de temperatura del cable por encima de la temperatura ambiente no será excesivo.
- ▶ En aquellos cables por los cuales circule una corriente de falla pueden presentar daños térmicos en toda su extensión si la falla no es despejada lo suficientemente rápido. Dependiendo del calibre del cable, su aislamiento y el nivel de corriente de falla esperado, el tiempo de despeje de la falla debe ser lo suficientemente pequeño para que operen las protecciones antes que las temperaturas de daño sean alcanzadas.
- ▶ Los cables también pueden verse afectados por sobretensiones sostenidas como las que se presentan durante una falla a tierra en uno de los conductores. El nivel de aislamiento porcentual % IL (percent insulation level) clasifica a los cables de la siguiente manera:

<b>100% IL</b>	Cables que no son requeridos a operar por más de un minuto en caso de una falla a tierra.
<b>133% IL</b>	Cables que no son requeridos a operar por más de una hora en caso de una falla a tierra.
<b>173% IL</b>	Cables que pueden ser requeridos a operar por más de una hora continuamente con uno de sus conductores a tierra.



## PROTECCIÓN DE CABLES:

### Protección contra cortocircuitos:

Durante el período que dure el cortocircuito, la temperatura del conductor no debe llegar a un punto en que se ocasionen daños al cable. La protección contra cortocircuito involucra el determinar los siguientes factores:

- Máxima corriente de cortocircuito.
- Máxima temperatura que el conductor puede soportar sin ocasionar daños al aislamiento.
- Calibre del conductor y su capacidad de contener el calor.
- Tiempo de despeje de la falla.

Durante una falla las pérdidas  $I^2R$  en los conductores de fase elevan primero la temperatura del conductor y luego la del aislamiento, chaqueta, canalización y alrededores. En vista de que el cortocircuito es despejado instantáneamente o en un período de tiempo muy corto, la cantidad de calor transferida desde los conductores hacia el aislamiento y otras partes del cable es muy pequeña, por lo que se puede asumir que el 100% de las pérdidas  $I^2R$  es consumido para elevar la temperatura del conductor. En base a lo establecido anteriormente, se pueden relacionar el calibre del cable CM (circular mil), la magnitud de la corriente de falla  $I$  y del tiempo de despeje de la misma  $t$  mediante la siguiente relación:

Conductores de cobre:

$$(I/CM)^2 \times t = 0.0297 \log_{10} \frac{T_f + 234}{T_o + 234}$$

Conductores de aluminio:

$$(I/CM)^2 \times t = 0.0125 \log_{10} \frac{T_f + 228}{T_o + 228}$$

Donde:

$T_o$ : temperatura de servicio.

$T_f$ : temperatura de cortocircuito.



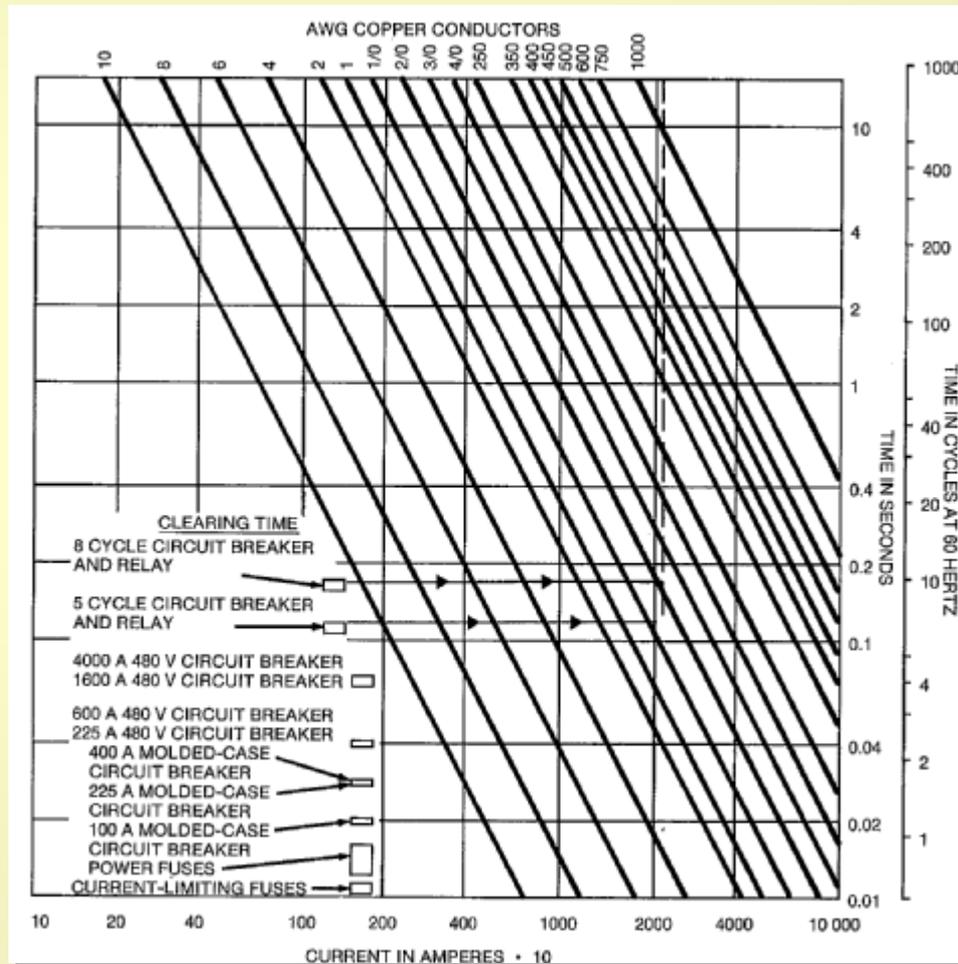
## PROTECCIÓN DE CABLES:

### Protección contra cortocircuitos:

De las formulas anteriores se pueden obtener curvas de temperatura-tiempo-corriente con la finalidad de escoger adecuadamente el cable a utilizar en una determinada aplicación, y a la vez se pueden utilizar estas curvas en las curvas tiempo-corriente de coordinación para asegurar que el cable está correctamente protegido.

A la derecha se muestran las curvas para conductores de cobre, considerando una temperatura inicial  $T_0$  de  $75^{\circ}\text{C}$  y una temperatura final  $T_f$  de  $200^{\circ}\text{C}$ .

Adicionalmente se muestran los tiempos de despeje de dispositivos instantáneos.





# ESQUEMAS BÁSICOS PARA LA PROTECCIÓN DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA



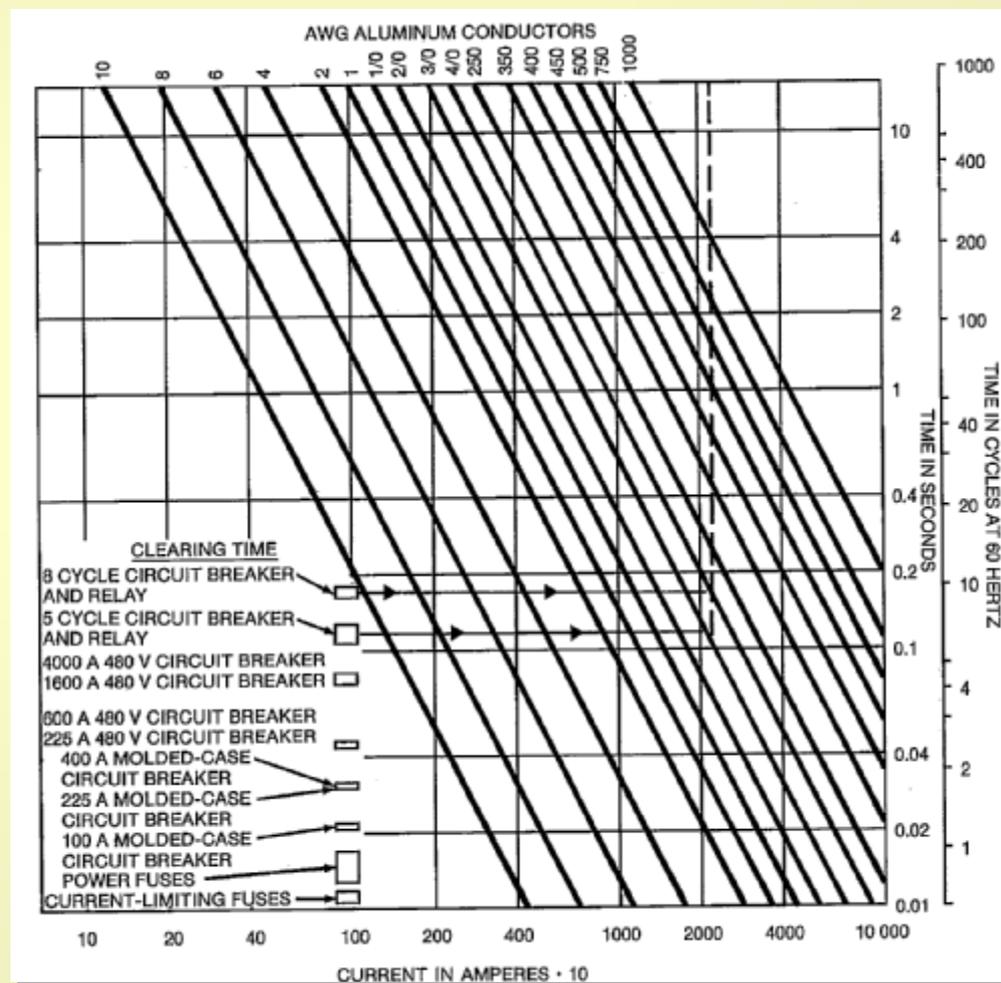
Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## PROTECCIÓN DE CABLES:

### Protección contra cortocircuitos:

A la derecha se muestran las curvas para conductores de aluminio, considerando una temperatura inicial  $T_0$  de  $75^{\circ}\text{C}$  y una temperatura final  $T_f$  de  $200^{\circ}\text{C}$ .

Adicionalmente se muestran los tiempos de despeje de dispositivos instantáneos.





## PROTECCIÓN DE CABLES:

### Protección contra cortocircuitos:

Para cables con temperatura inicial y final diferente de  $75^{\circ}\text{C}$  y  $200^{\circ}\text{C}$  respectivamente se deben aplicar unos factores de corrección a la corriente de falla al momento de utilizar las curvas anteriores.

Estos factores de corrección se pueden obtener de la gráfica de la derecha.

De esta manera, si tenemos los siguientes datos:

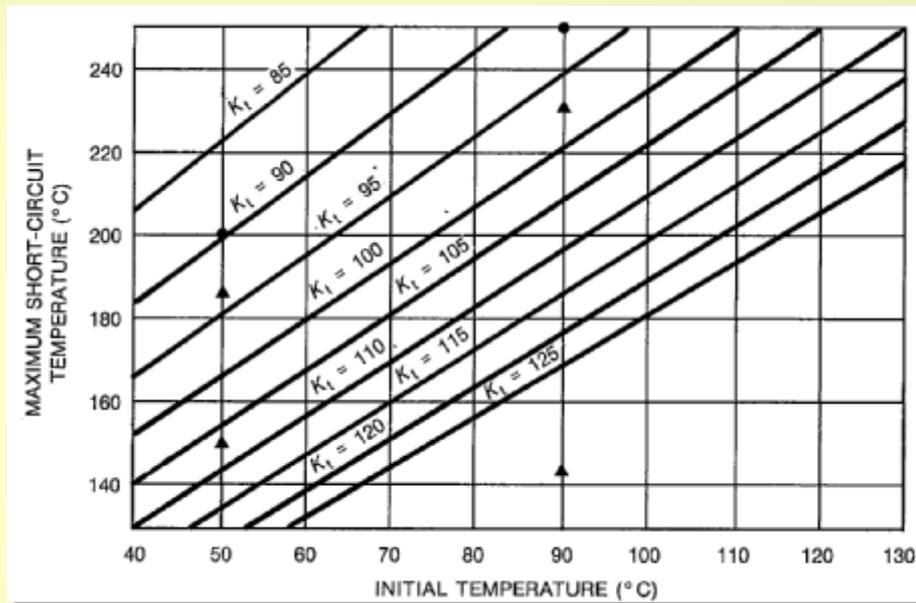
$$T_0 = 50^{\circ}\text{C}$$

$$T_f = 200^{\circ}\text{C}$$

$$I_{cc} = 20000 \text{ A}$$

De la gráfica obtenemos un factor de corrección de 0.899, por lo que la corriente de falla a considerar en la curva de daño del cable será la siguiente:

$$I_f = 0.899 \times 20000 \text{ A} = 17980 \text{ A}$$

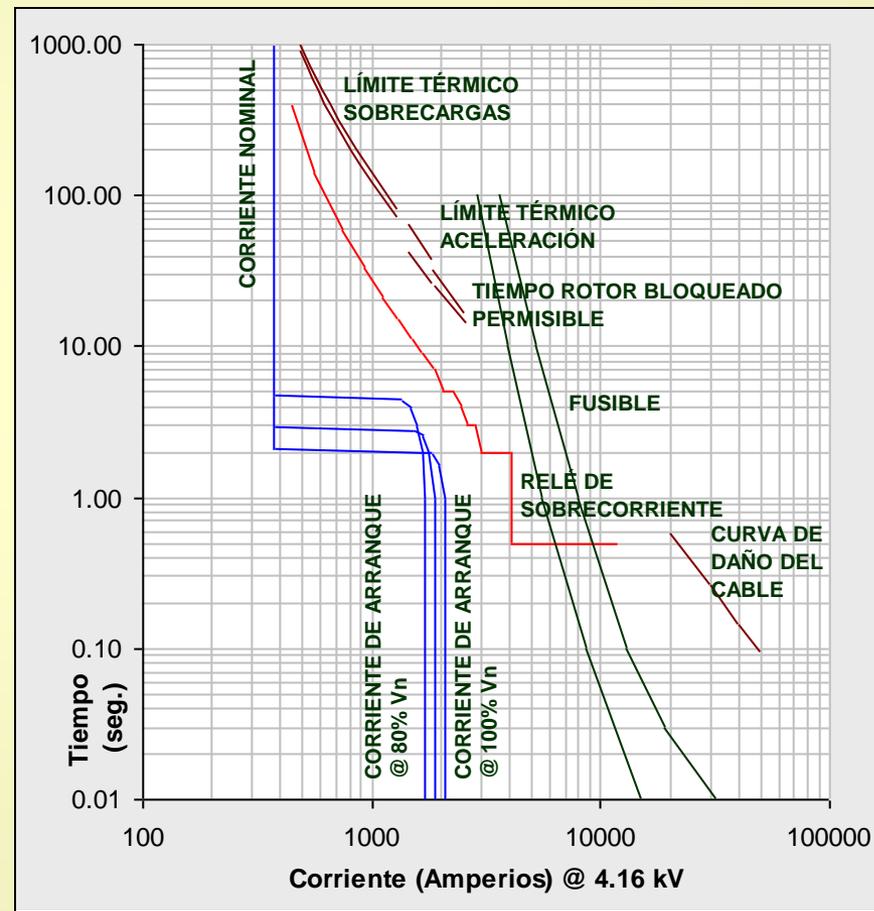




## PROTECCIÓN DE CABLES:

### Protección contra cortocircuitos:

Finalmente, la protección del cable se logra cuando la curva de daño del mismo coordina con la característica de operación del dispositivo de protección asociado





## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ Fallas:

Las fallas más comunes suelen ser las fallas fase-tierra. De allí la importancia vital de lograr el despeje rápido y selectivo de las mismas. Estas fallas producen pérdidas en USA que oscilan entre 1.000 millones de US\$ y 3.000 millones de US\$ anuales, según una encuesta llevada a lo largo de cinco años consecutivos.

La detección apropiada de fallas a tierra requieren de tratamiento especial en el sistema de protecciones por dos vías: Se requieren dispositivos más sensibles y selectivos, y se requiere que el diseño e instalación de la puesta a tierra garantice el retorno de corriente a la fuente y que ésta sea sensada por el dispositivo de protección. Ello pasa por la correcta instalación de los transformadores de corriente (locación física, conexionado, polaridad de los TCs).

Un aspecto importante a tomar en cuenta en la selección y coordinación de sistemas de protección contra fallas a tierra es que los transformadores en conexión delta – estrella o delta – delta hacen que la protección de tierra sea independiente en cada nivel de tensión. Esto es una ventaja, pues así se pueden lograr despejes de fallas más rápidos que los posibles para fallas de fase.

La ventaja mencionada en el párrafo anterior es muy importante, dado QUE LAS FALLAS DE ARCO QUE NO SON DETECTADAS Y DESPEJADAS CON PRONTITUD SON EXTREMADAMENTE DESTRUCTIVAS PARA LOS AISLAMIENTOS NO AUTORESTaurantes (COMO LOS QUE TRABAJAMOS EN METAL-CLAD SWITCHGEARS, TRANSFORMADORES).

DESTACAMOS QUE NO SIEMPRE ES POSIBLE LOGRAR LAS CONDICIONES MÁS FAVORABLES PARA LA SEGURIDAD DEL PERSONAL EN MATERIA DE FALLAS A TIERRA EN SISTEMAS DE ALTA TENSIÓN, PUES PARA ELLO HARÍA FALTA EN ALGUNOS CASOS PROTECCIONES SELECTIVAS Y SENSIBLES HASTA EL ORDEN DE MILIAMPERIOS. POR ELLO, LAS SUBESTACIONES SIEMPRE SON LUGARES RESTRINGIDOS A PERSONAL CAPACITADO Y CON HERRAMIENTAS E IMPLEMENTOS APROPIADOS.

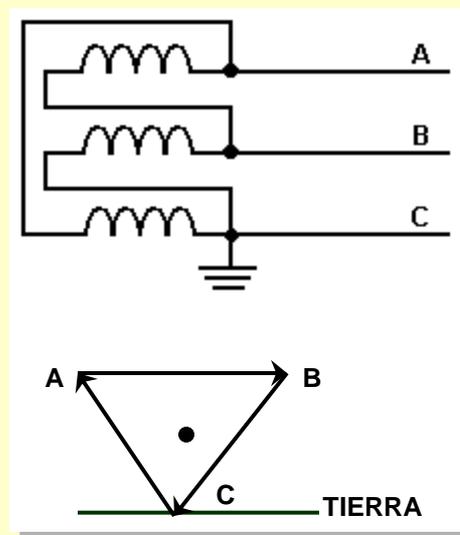
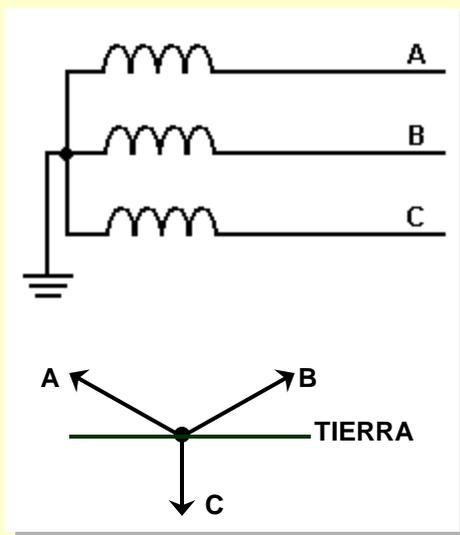
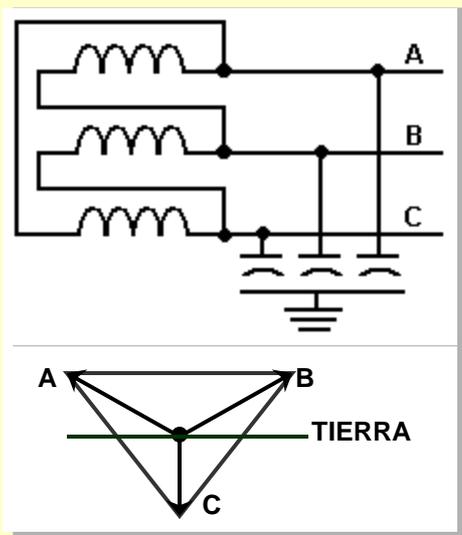
## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ Tipos de Puesta a Tierra en Sistemas Eléctricos:

Existen los siguientes tipos de sistemas según su tratamiento en lo referente a puesta a tierra:

- SISTEMAS CON NEUTRO CONECTADO DIRECTAMENTE A TIERRA.
- SISTEMAS CON NEUTRO CONECTADO A TIERRA A TRAVÉS DE IMPEDANCIA DE BAJO VALOR.
- SISTEMAS CON NEUTRO CONECTADO A TIERRA A TRAVÉS DE IMPEDANCIA DE ALTO VALOR.
- SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA.

En sistemas industriales la impedancia de puesta a tierra suele ser resistiva. El resistor es en sí mismo un dispositivo de protección, pues LIMITA la magnitud de corriente de falla.





## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ **Sistemas con neutro conectado directamente a tierra:**

Estos sistemas son los más apropiados cuando las sobretensiones son un problema, como ocurre en alta y extra alta tensión.

En los sistemas con neutro conectado directamente a tierra, las corrientes de falla a tierra son de magnitudes comparables con las corrientes de falla fase-fase, así que la detección vía relé de tierra conectado en el punto neutro de la estrella formada por los transformadores de corriente es usualmente muy efectiva (esta conexión es también llamada conexión residual).

Así mismo, puede colocarse a un costo algo mayor un TC en la conexión del neutro a tierra para detección de corriente y consiguiente disparo a través de un relé 51G.

Otro método es la colocación de un toroide (TC en forma toroidal), hacer pasar por su interior los tres (3) conductores de fase, para conectar en su secundario un muy sensitivo relé de falla a tierra (50 G / 51 G). Esta conexión está limitada en costos y en la práctica por el tamaño de los conductores (en barras es extremadamente difícil y costoso hacerlo); por ello es común en las salidas a cargas (motores, tableros, tomacorrientes de soldadura, tomacorrientes de servicio, etc.). Existe una versión monofásica de este sistema, cuyo uso es obligatorio en ciertas áreas según el CEN (lugares húmedos).

Recientemente se han extendido estos métodos de protección de falla a tierra a sistemas en baja tensión, debido al énfasis que el CEN ha dado al tratamiento de la protección después de haber recopilado durante años estadísticas de fallas, accidentes...y muertes.



## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ **Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de bajo valor:**

Estos sistemas son similares a los sistemas con neutro directamente conectados a tierra en cuanto a su comportamiento frente a sobretensiones.

La diferencia es que la impedancia de puesta a tierra limita la corriente de falla a tierra, reduciendo el grado de daño cuando ocurre una falla a tierra. La magnitud de la impedancia debe ser seleccionada para lograr suficiente corriente de falla como para polarizar con seguridad las protecciones.

En sistemas industriales es frecuente que la impedancia sea una resistencia. Las razones de tal selección son:

- ✓ La puesta a tierra resistiva permite un mejor control de las sobretensiones en el sistema.
- ✓ El resistor es más sencillo que un reactor y menos susceptible a fallas.

Las conexiones de relés y TCs son similares al caso anterior.

En el rango de 2,4 kV a 15 kV, el neutro de los transformadores se debe aislar a plena tensión, como las fases.

**Amigo participante: ¿Por qué la impedancia nunca es capacitiva?. De al menos tres razones para ello.**



## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ **Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de alto valor:**

En este sistema las magnitudes de las corrientes de falla a tierra son limitadas a valores muy pequeños.

El rango de corrientes de falla a tierra es reducido y predecible. Esto es útil desde el punto de vista del ajuste de protecciones.

La impedancia suele ser una resistencia, o un transformador de distribución en cuyo secundario se conecta una resistencia. Así, la resistencia puede ser de baja tensión (240 V o 120 V nominales).

El neutro se debería aislar a plena tensión, como las fases.

Una de las razones para utilizar este sistema es mantener el suministro eléctrico a pesar de que el sistema presente **una** falla monofásica. Dado que la corriente de falla podría ser tan pequeña como 1 o 2 amperios, el sistema podría seguir operando hasta que la más próxima condición operativa permita su desconexión a efectos de mantenimiento correctivo.

Si se desarrolla una segunda falla a tierra en otra fase antes de la corrección de la primera falla, entonces las protecciones de fase despejarán la falla rápidamente SI ÉSTA SE DESARROLLÓ ENTRE FASES, interrumpiendo el suministro.

Pero pudiese ser que la segunda falla se desarrollase de otra forma, haciendo que la conexión entre las dos fases sea a través de alta o moderada impedancia también (como en el caso de una falla de arco). Esto haría que las protecciones de fase no operasen todo lo rápidamente que es deseable, o que ni siquiera operasen. Todo esto nos lleva a la necesidad de colocar un sistema de respaldo, que detecte LA SEGUNDA FALLA A TIERRA COMO TAL Y EJECUTE EL DESPEJE QUE NO SE HIZO DURANTE LA PRIMERA FALLA A TIERRA.



## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ Sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia de alto valor:

**¿Por qué es tan necesario este despeje a partir de la SEGUNDA FALLA?** Porque ha sido reportado que las fallas así desarrolladas pueden dar origen a daños muy severos, a pesar de las relativamente bajas corrientes que todavía se desarrollan, y porque esto en sí mismo podría constituir una condición insegura para las Personas.

Normalmente la protección consiste en una primera etapa, a partir de relés de tensión (ANSI 59 y 27) o de simples voltímetros, los cuales dan alarma por fase fallada; a menudo el relé es colocado sólo en el neutro, en paralelo con el resistor secundario del transformador de distribución, pero de esta manera no se distingue cuál es la fase fallada.

La segunda etapa puede ser constituida por el mismo relé trifásico ANSI 59 y 27, el cual al detectar la condición de la segunda falla ordena disparo en el sistema.

Estos sistemas requieren que el aislamiento de los cables sea del tipo 173%, dado que durante estas fallas extendidas los cables y equipos tendrán aproximadamente 1,73 veces la tensión fase-tierra normal presente en condiciones balanceadas.

EL CEN, en el Artículo 250, posee importantes indicaciones acerca de la puesta a tierra de estos sistemas. Esta filosofía es apta para sistemas industriales, donde LA AUTORIDAD QUE TIENE JURISDICCIÓN, ha decidido que SÓLO PERSONAL CAPACITADO TENDRÁ ACCESO A LAS INSALACIONES ASÍ TRATADAS Y EJECUTARÁ LAS LABORES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MISMO.



## CONSIDERACIONES GENERALES:

### □ Sistemas aislados de tierra:

La corriente de falla a tierra es de miliamperios o a lo sumo de pocos amperios, pues corresponde al valor de corriente que deje circular el acoplamiento capacitivo del sistema con tierra.

Estos sistemas suelen ser en Delta, o en estrella con neutro flotante.

El neutro se debería aislar a plena tensión, como las fases.

Una de las razones de utilizar este sistema es mantener el suministro eléctrico a pesar de que el sistema presente **una** falla monofásica. Dado que la corriente de falla podría ser tan pequeña como miliamperios, el sistema podría seguir operando hasta que la más próxima condición operativa permita su desconexión a efectos de mantenimiento correctivo.

Si se desarrolla una segunda falla a tierra en otra fase antes de la corrección de la primera falla, entonces las protecciones de fase despejarán la falla rápidamente SI ÉSTA SE DESARROLLÓ ENTRE FASES, interrumpiendo el suministro.

Pero pudiese ser que la segunda falla se desarrollase de otra forma, haciendo que la conexión entre las dos fases sea a través de alta o moderada impedancia también (como en el caso de una falla de arco). Esto haría que las protecciones de fase no operasen todo lo rápidamente que es deseable, o que ni siquiera operasen. Todo esto nos lleva a la necesidad de colocar un sistema de respaldo, que detecte LA SEGUNDA FALLA A TIERRA COMO TAL Y EJECUTE EL DESPEJE QUE NO SE HIZO DURANTE LA PRIMERA FALLA A TIERRA.

Estos sistemas requieren que el aislamiento de los cables sea del tipo 173%, dado que durante estas fallas extendidas los cables y equipos tendrán aproximadamente 1,73 veces la tensión fase-tierra normal presente en condiciones balanceadas.



## CONSIDERACIONES GENERALES:

### Sistemas aislados de tierra:

Existe otro problema en el caso de sistemas aislados de tierra: sobretensiones.

No se trata solamente que las sobretensiones por causas atmosféricas y por maniobras son de mayor magnitud, lo cual en sí mismo añade costos al sistema. Se trata que las mismas fallas, por la naturaleza misma del acoplamiento del sistema con tierra, pueden ser INTERMITENTES (a veces hasta tipo descargas parciales) lo cual genera sobretensiones TEMPORARIAS de hasta seis a ocho veces la tensión fase-tierra nominal.

Estas sobretensiones son ocasionadas en la carga-descarga de la capacitancia de acople a tierra (por eso son intermitentes), o por resonancia. ESTO REPRESENTA TODO UN RETO EN CUANTO A LA SELECCIÓN DE LOS DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN O DE LOS TVSSs (SEGÚN SEA EL CASO) Y EN CUANTO A LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO, AÑADIENDO COSTOS A LA INSTALACIÓN.

LA DETECCIÓN DE LA SEGUNDA FALLA A TIERRA SE HACE MÁS DIFÍCIL QUE EN EL CASO DE PUESTA A TIERRA A TRAVÉS DE RESISTENCIA DE ALTO VALOR.

Las posibilidades de ferorresonancia también se incrementan.

LOS SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA **NO** POSEEN VENTAJAS SOBRE LOS PUESTOS A TIERRA A TRAVÉS DE RESISTENCIA DE ALTO VALOR, POR ELLO HAN CAÍDO EN DESUSO.

**Amigo participante: ¿Esto implica que no utilizaremos más los sistemas Delta – Delta? Razone su respuesta.**



## CONEXIONES PARA PROTECCIÓN DE TIERRA:

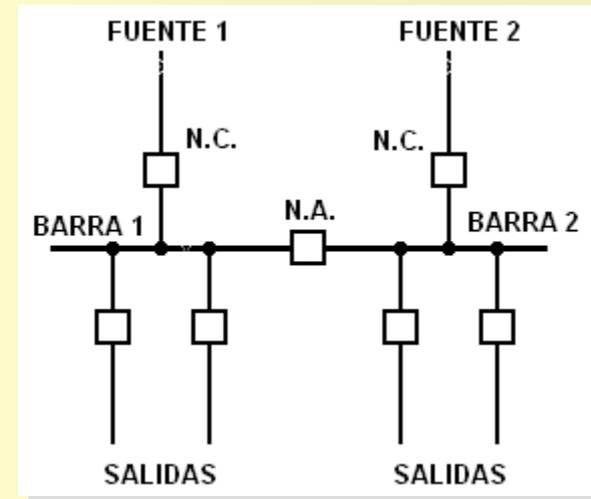
- “Anti-Single Phasing” 
- Conexión residual. 
- Conexión totroidal.  
- Conexión diferencial de tierra. 

## OTROS PUNTOS DE INTERÉS:

- “Magnetic Trip”. 
- Unidad electrónica de estado sólido. 
- Coordinación de interruptores en baja tensión. 
- Coordinación de falla a tierra (arco). 

## CONSIDERACIONES GENERALES:

- ▶ Las subestaciones con secundarios selectivos son aquellas que constan de dos barras, siendo cada una alimentada por un interruptor de entrada en posición normalmente cerrado, y conectadas entre si mediante un interruptor de enlace normalmente abierto.
- ▶ El esquema de transferencia automática es utilizada para minimizar el efecto de la pérdida de uno de los alimentadores principales al abrir el interruptor asociado a la fuente perdida, y luego re-energizar la barra “muerta” al cerrar el interruptor de enlace, transfiriendo la carga de la barra muerta a la barra “viva”.
- ▶ Para proteger a los motores conectados a la barra “muerta”, el interruptor de enlace no puede cerrar, luego de iniciada la transferencia, hasta que la tensión residual en la barra haya disminuido a un nivel de seguridad.
- ▶ Luego de que la fuente perdida ha sido re-establecida, el sistema puede ser restaurado a su configuración normal de operación de tres formas:
  - ⇒ Transferencia manual con fuentes no sincronizadas: el interruptor de enlace debe ser abierto manualmente antes que el interruptor de entrada sea cerrado manualmente.
  - ✦ Transferencia manual con fuentes sincronizadas: el interruptor de entrada es cerrado manualmente, colocando las dos fuentes en paralelo, y luego el esquema automáticamente abrirá el interruptor seleccionado para abrir bajo esta condición (interruptor de enlace).
  - ✦ Transferencia automática.

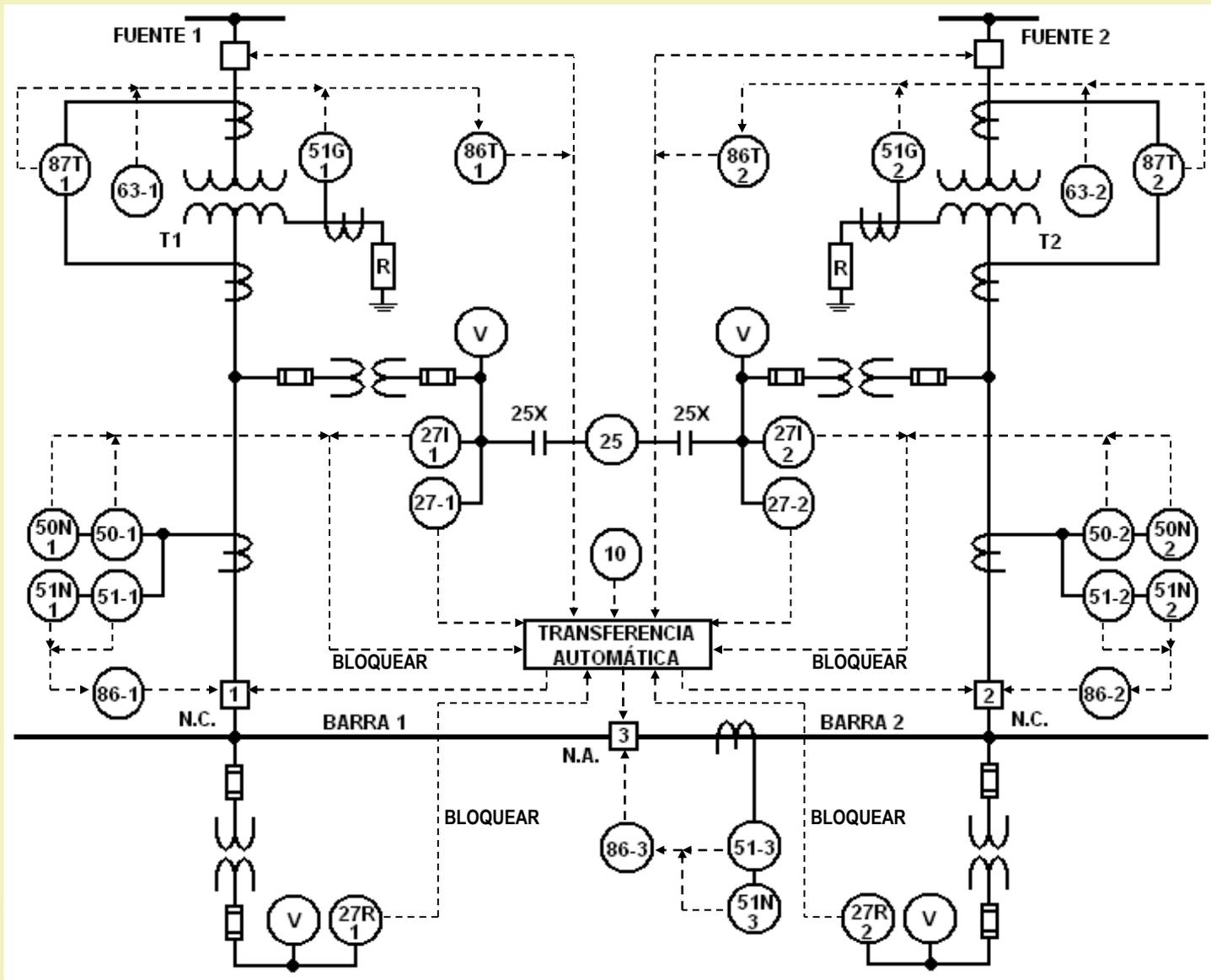


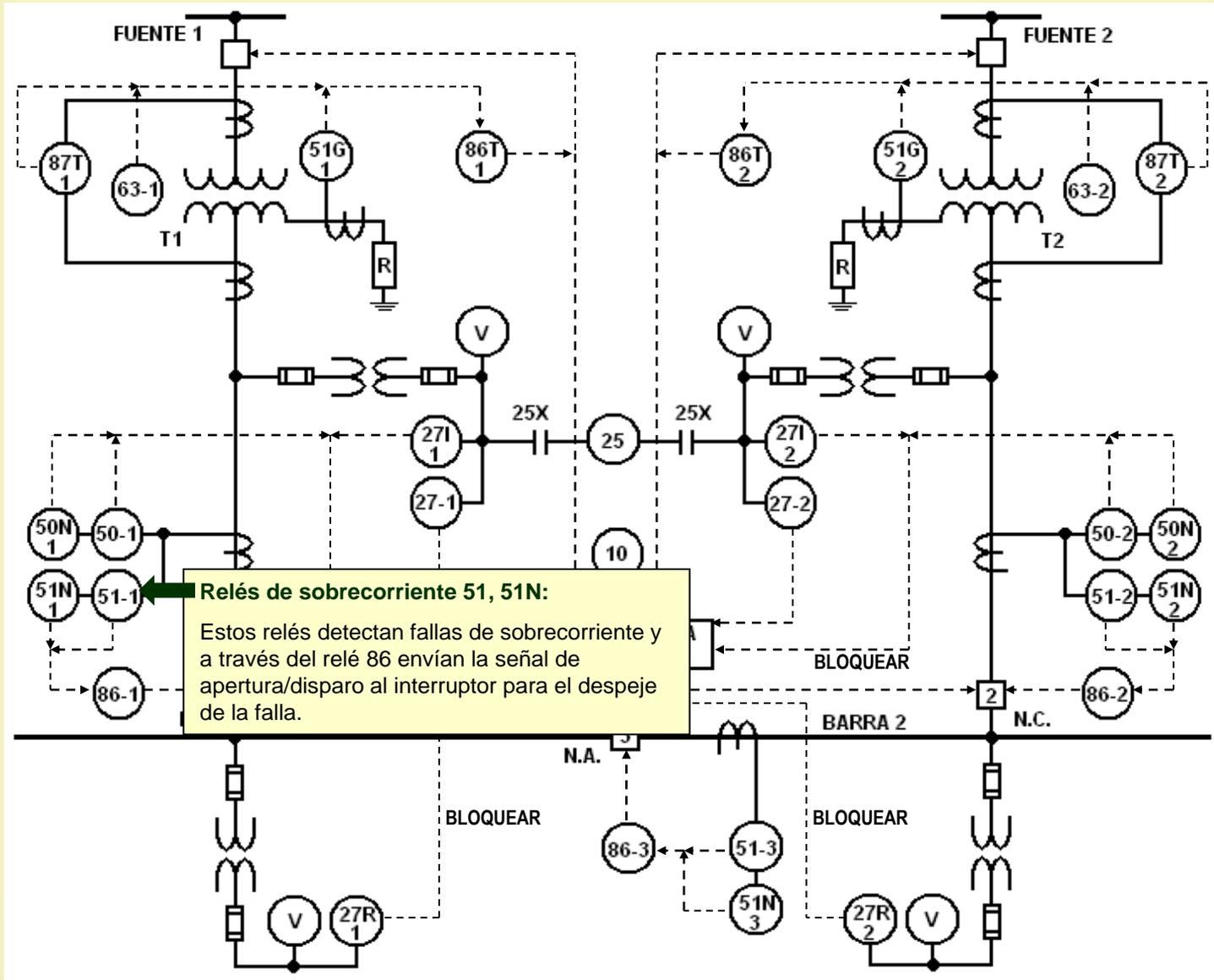


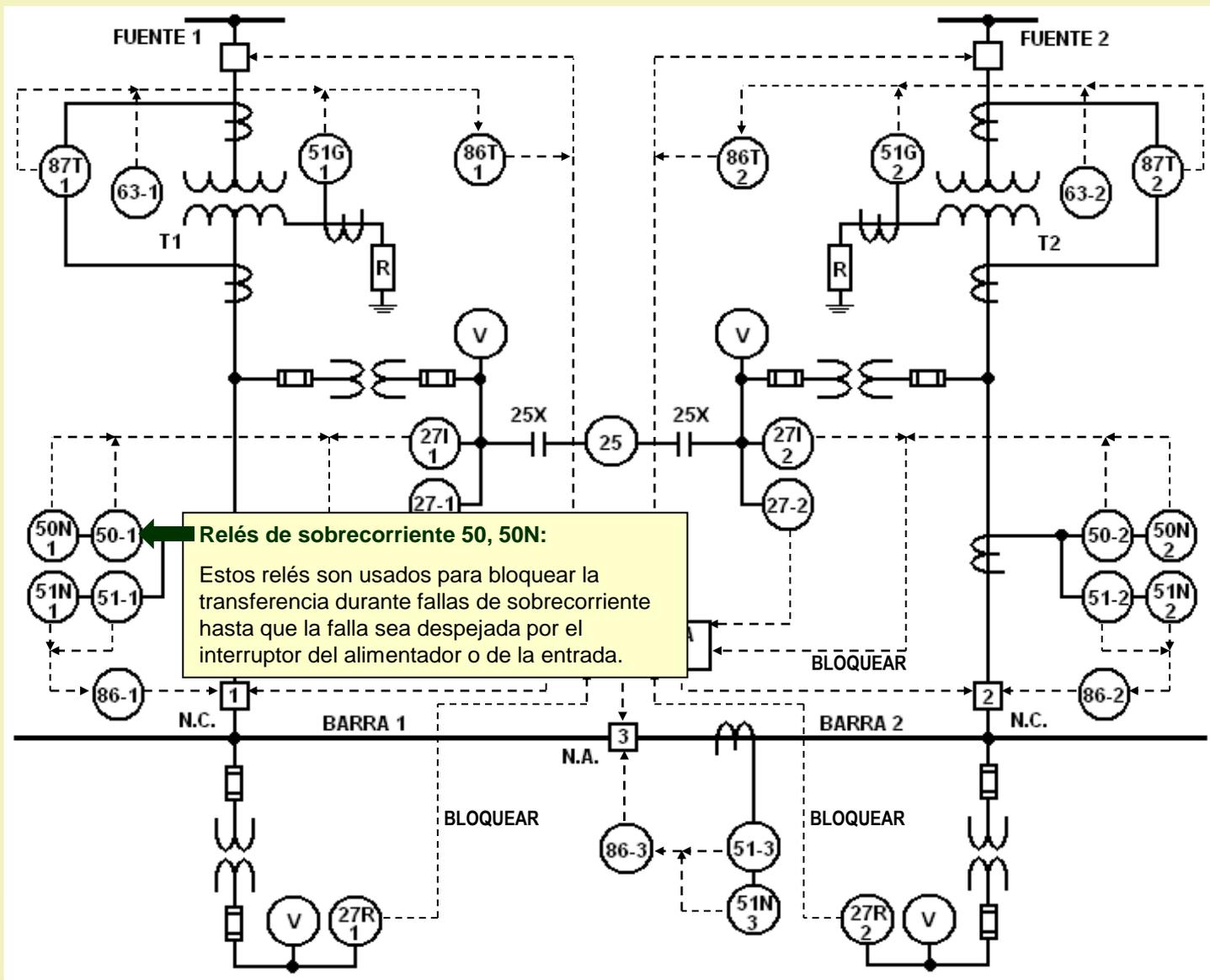
# SUBESTACIONES CON ESQUEMA SECUNDARIO SELECTIVO – TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

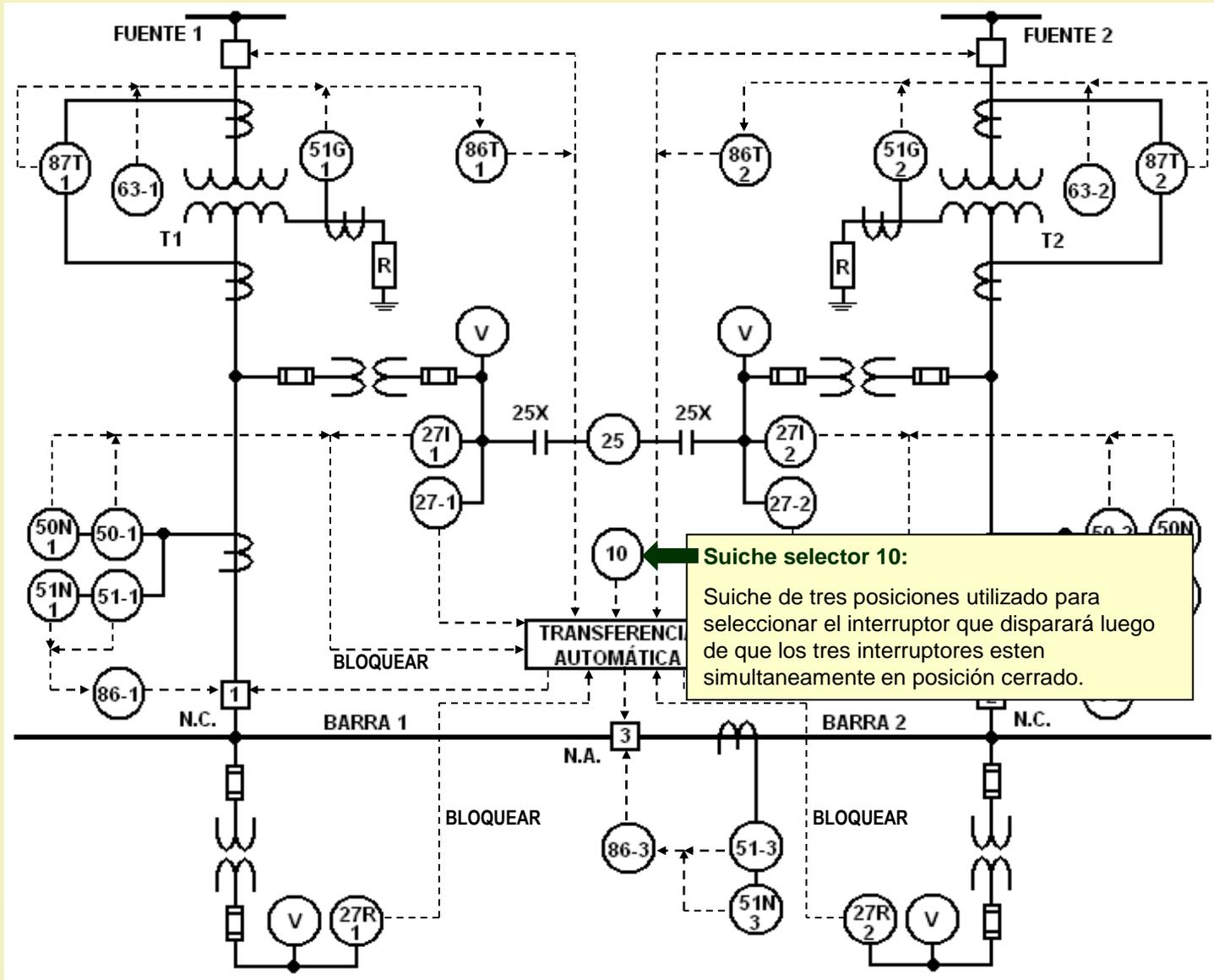


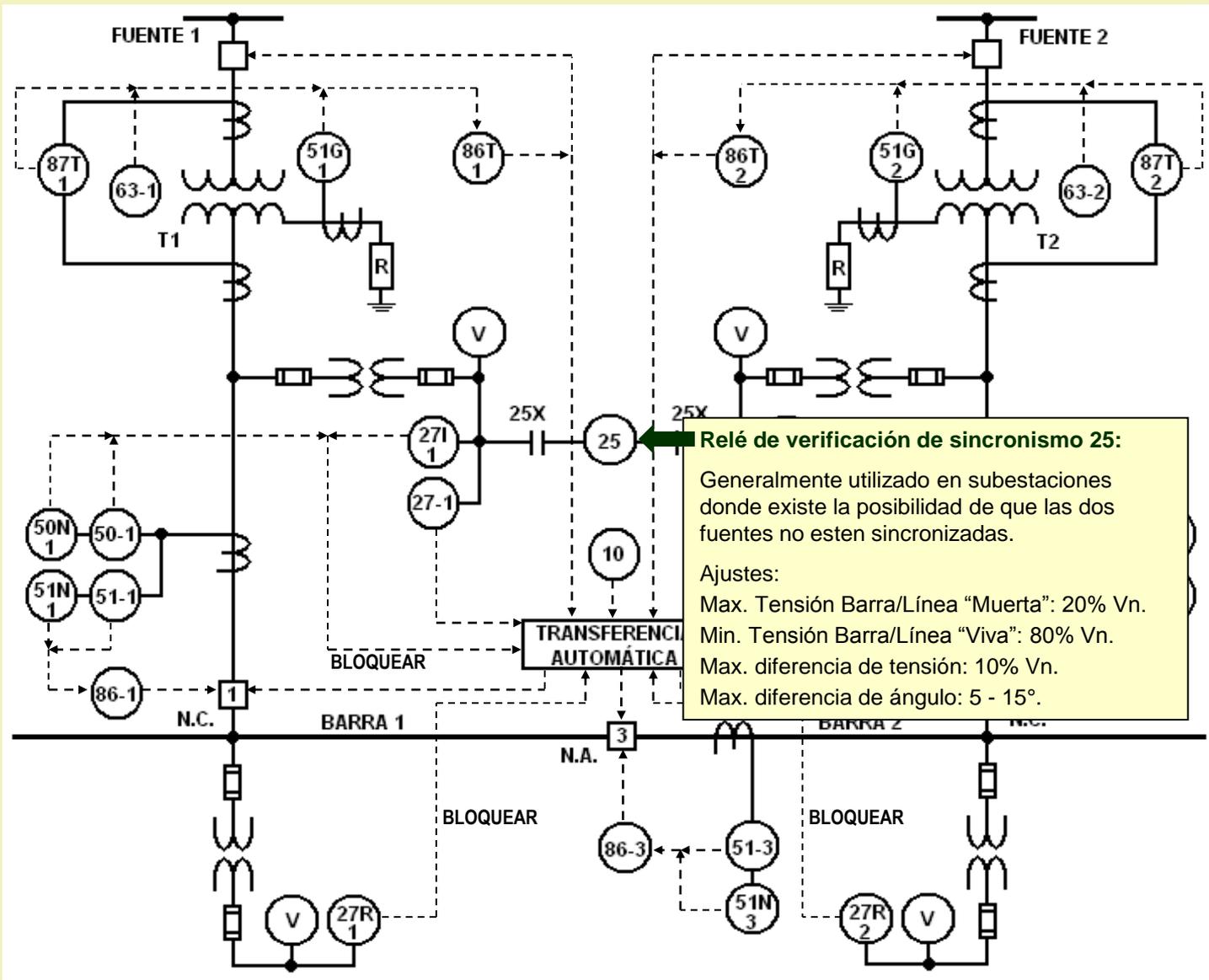


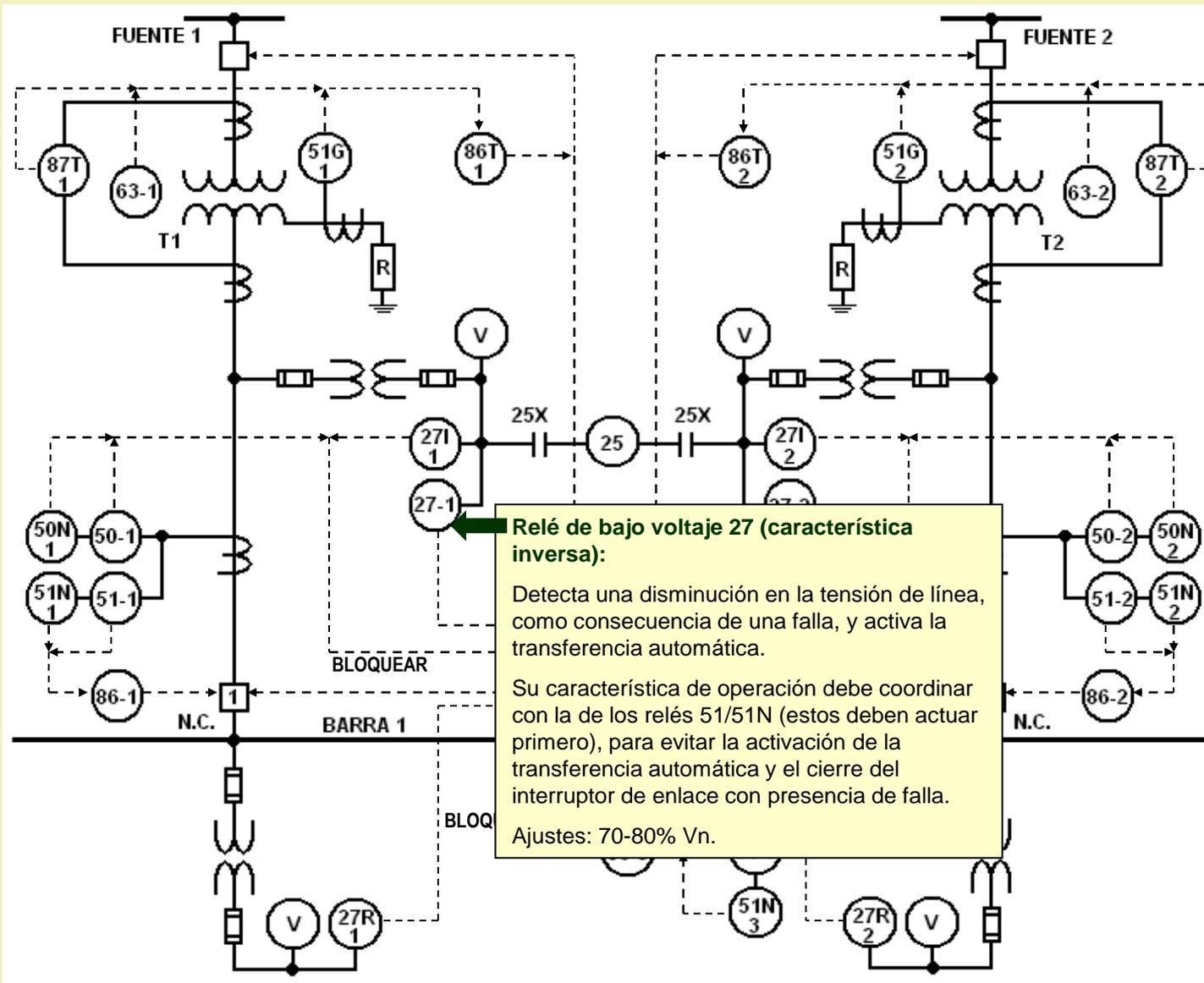


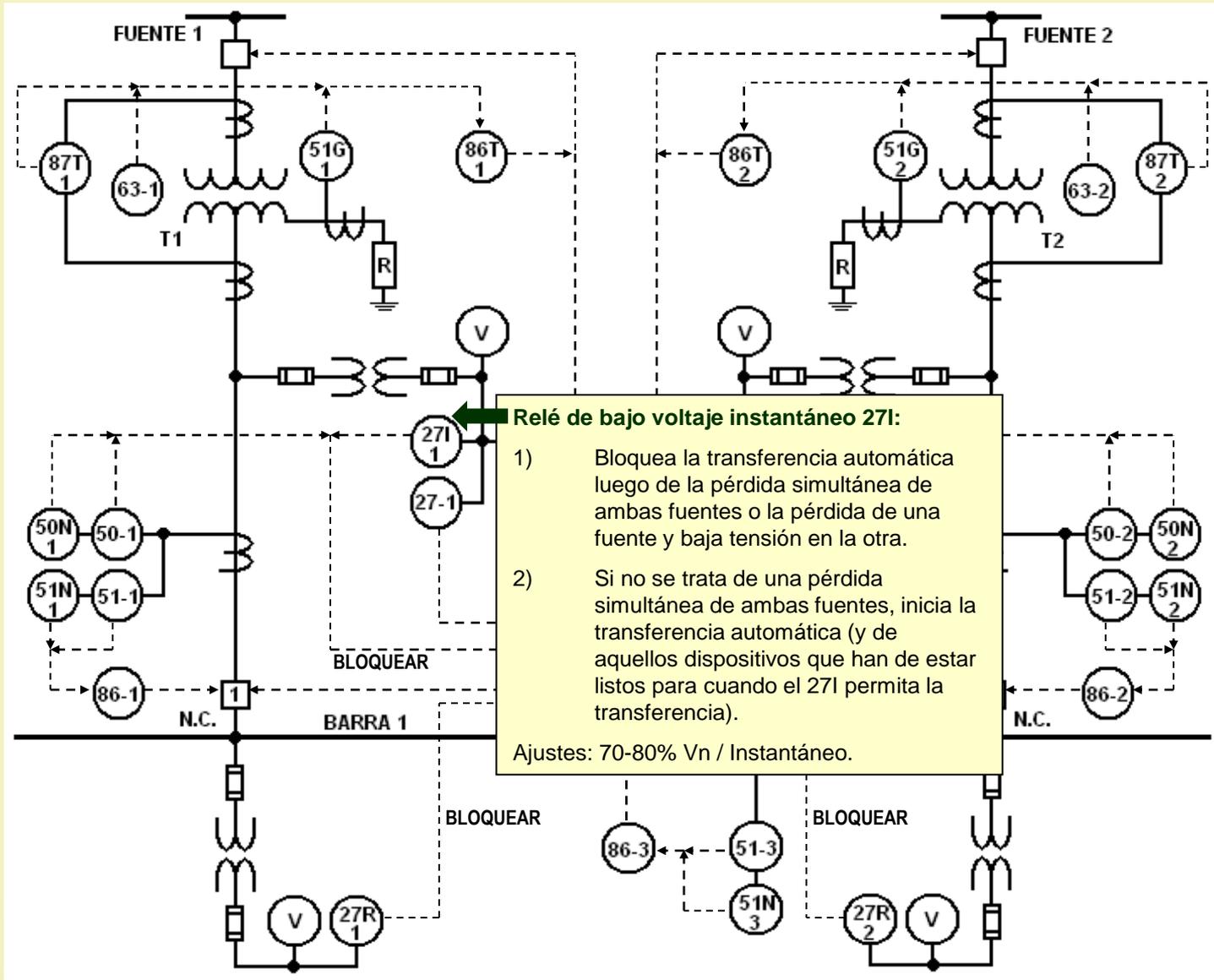


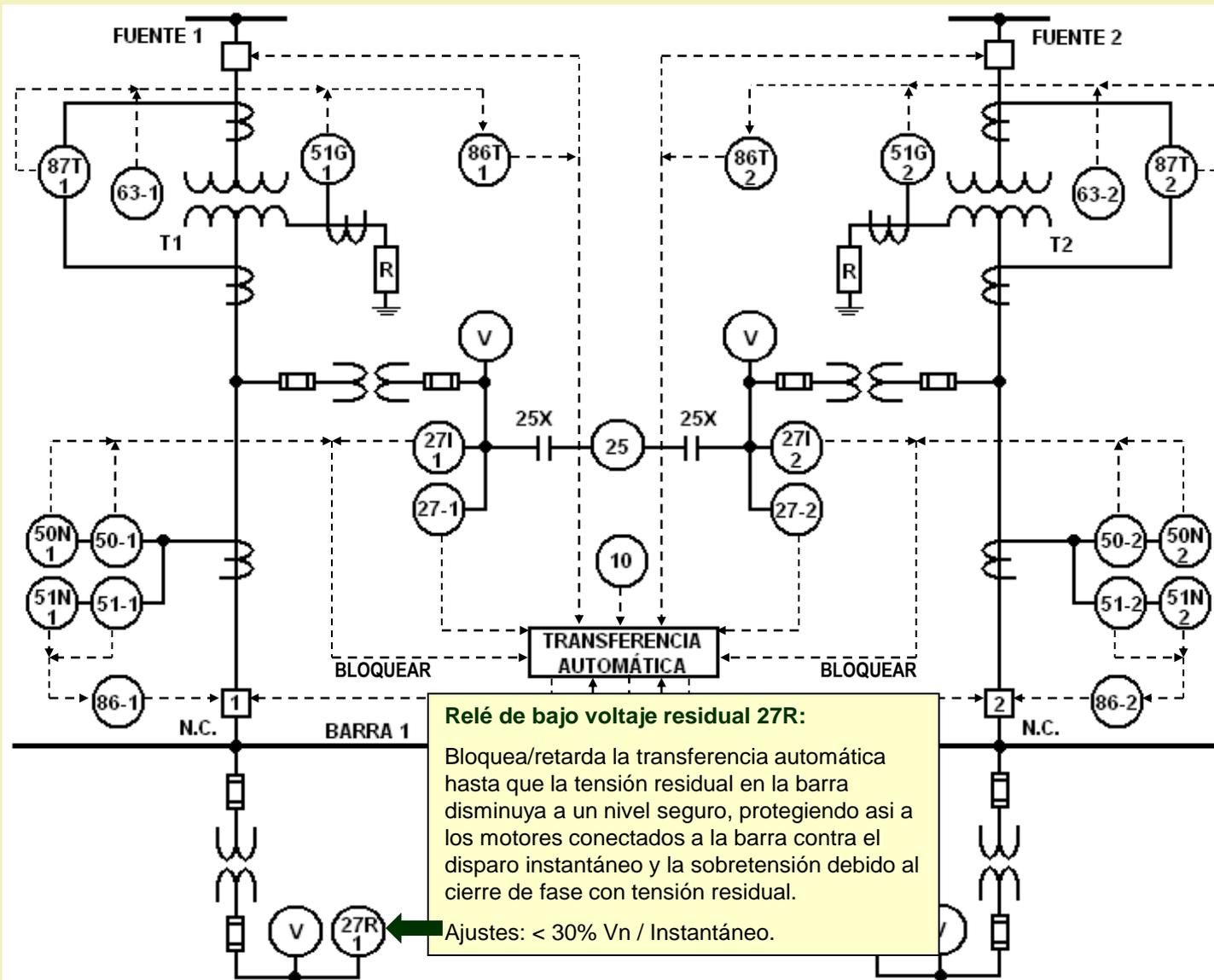
# SUBESTACIONES CON ESQUEMA SECUNDARIO SELECTIVO – TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

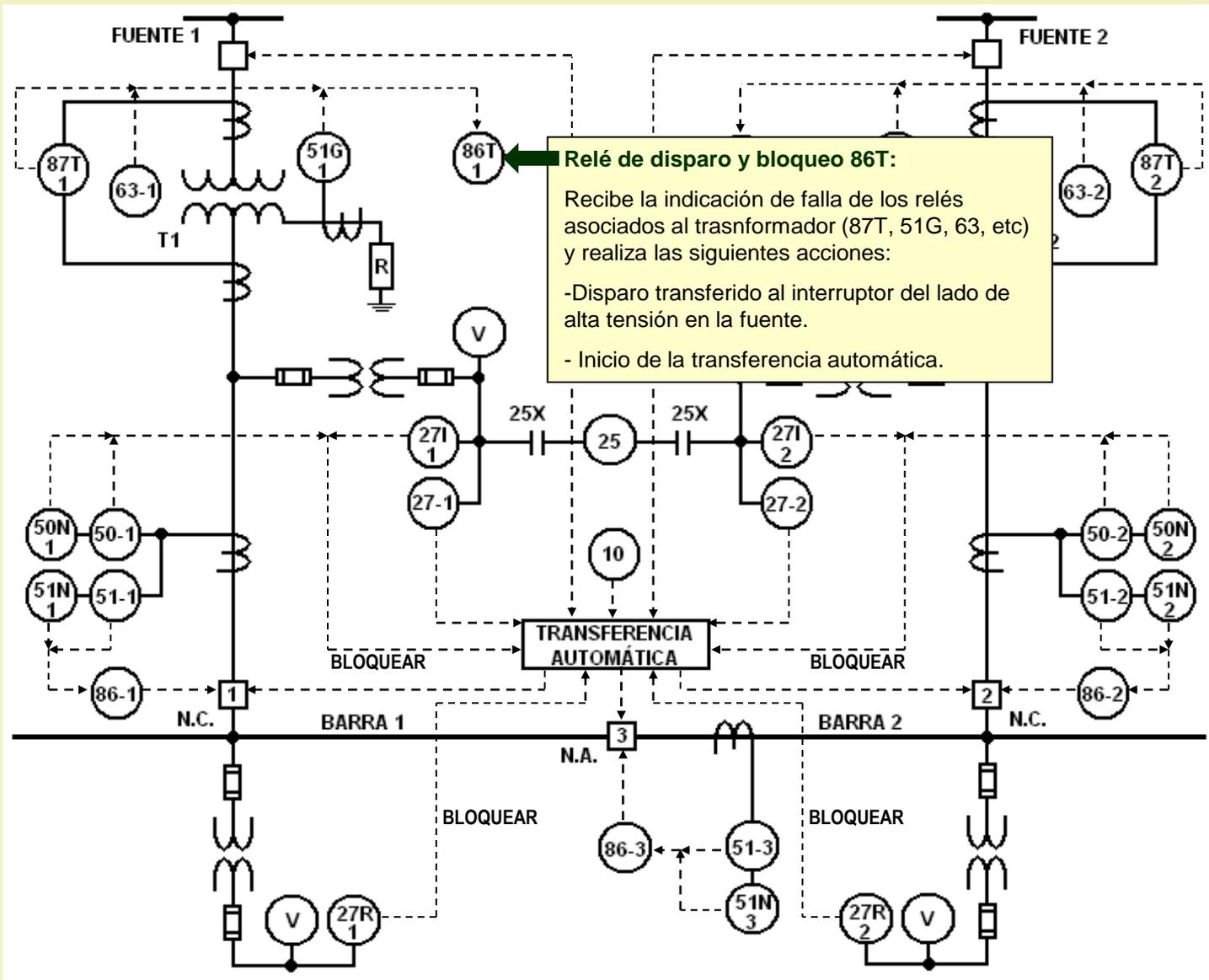










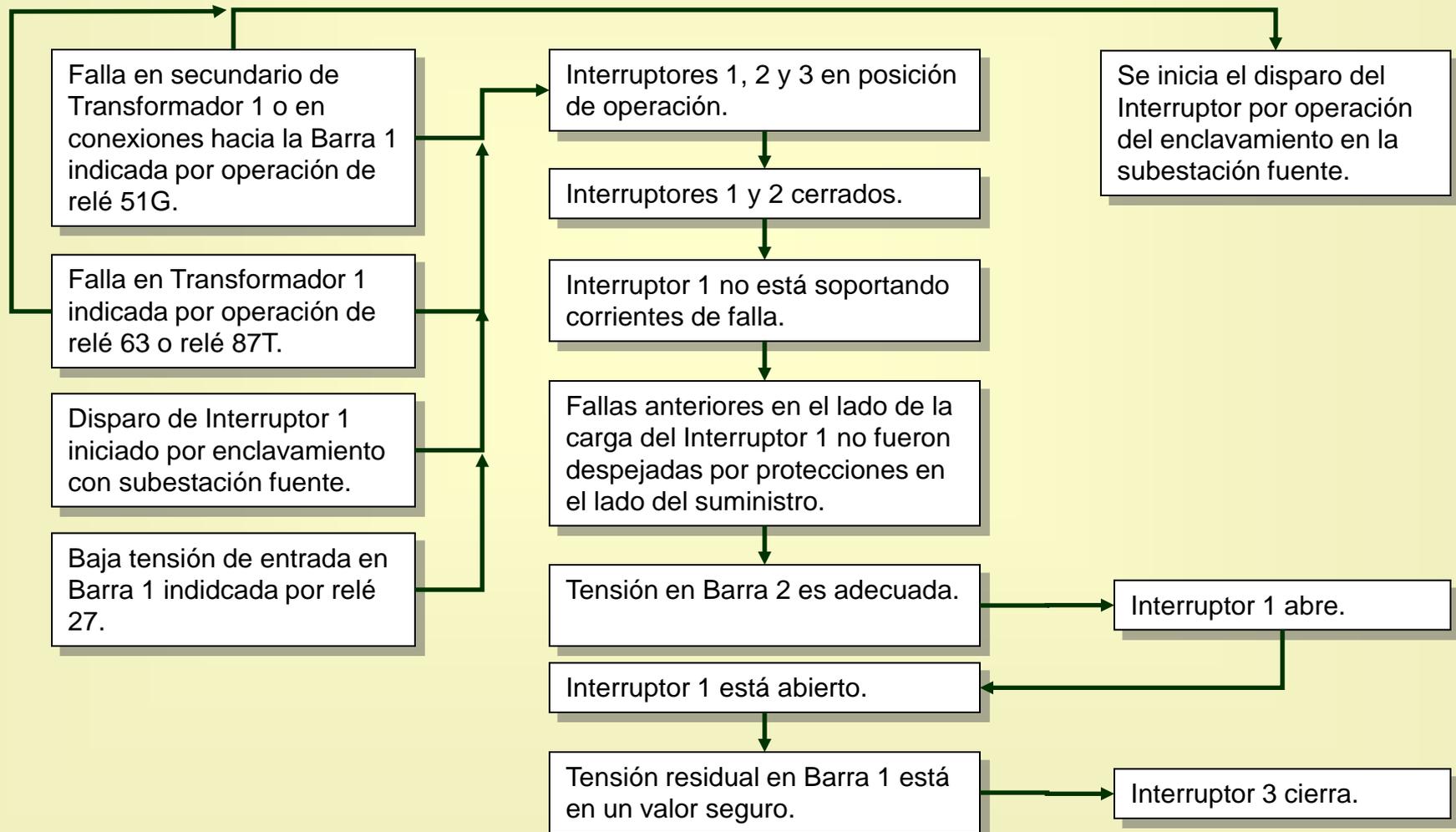




## SECUENCIA DE OPERACIÓN DE LA TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA:

### Condiciones de Inicio

### Condiciones Verificadas





## SECUENCIA DE OPERACIÓN DE LA TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA:

### Observaciones:

- ▶ La transferencia automática debe ser bloqueada si alguno de los interruptores esta en posición de prueba o extraído con la finalidad de evitar una transferencia incompleta o peligrosa, ya que se podría energizar una barra cuyo interruptor de entrada no este en posición de operación.
- ▶ La transferencia automática debe ser bloqueada si alguno de los interruptores de entrada esta abierto con la finalidad de evitar una transferencia posterior al disparo por sobrecorriente del interruptor de entrada , o peligrosa, ya que se podría energizar una barra cuyo interruptor de entrada no este en posición de operación.
- ▶ La transferencia automática debe ser bloqueada siempre que un interruptor de entrada conduzca la corriente de cortocircuito.
- ▶ La transferencia automática debe ser bloqueada cuando la tensión de alimentación en la otra entrada y al momento de la transferencia no sea igual o mayor al 90% de la tensión nominal.
- ▶ El interruptor de enlace no se cerrará hasta que la tensión residual de la barra no haya caído por debajo del valor especificado.



# SUBESTACIONES CON ESQUEMA SECUNDARIO SELECTIVO – TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

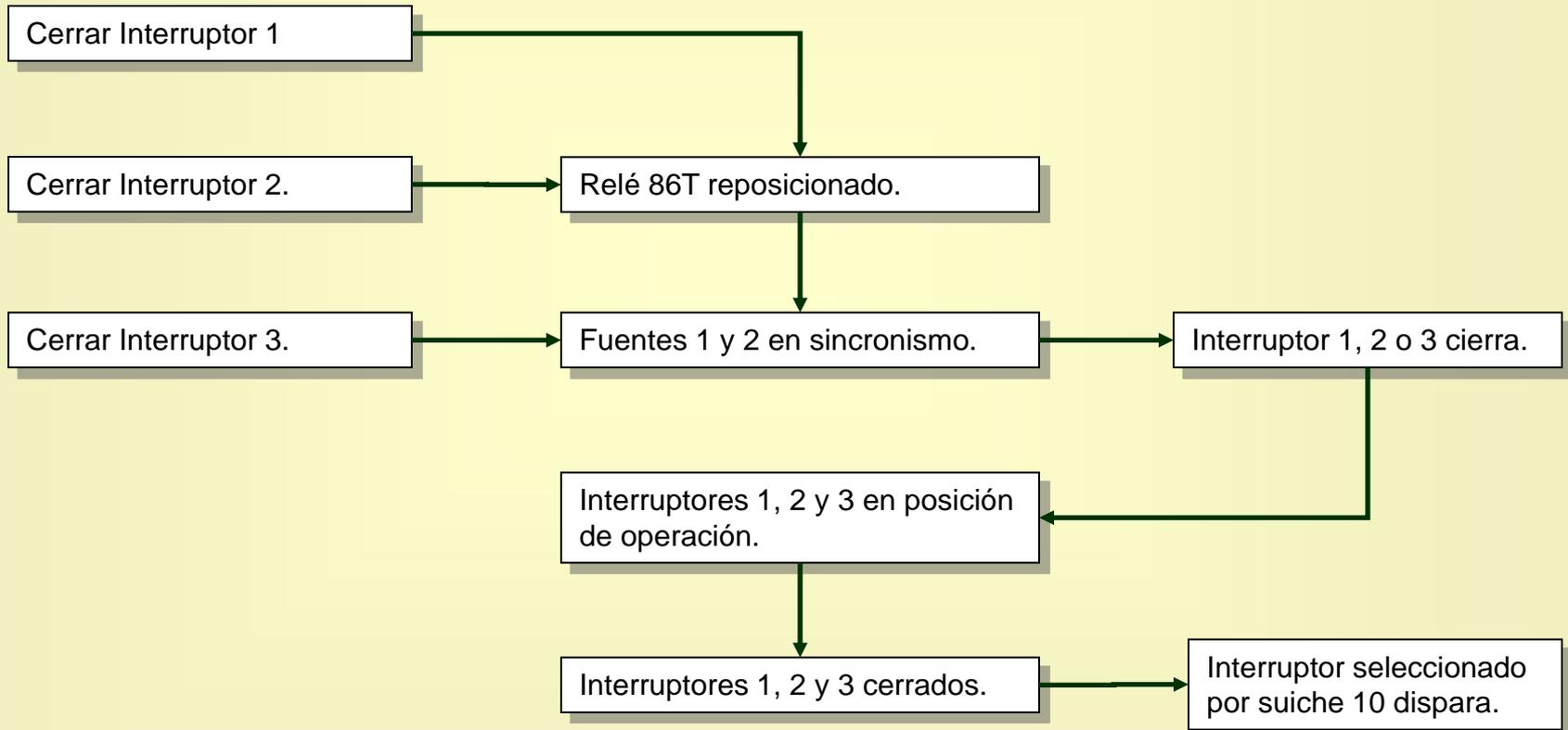


Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## SECUENCIA DE OPERACIÓN MANUAL CON FUENTES SINCRONIZADAS:

### Condiciones de Inicio

### Condiciones Verificadas





# SUBESTACIONES CON ESQUEMA SECUNDARIO SELECTIVO – TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

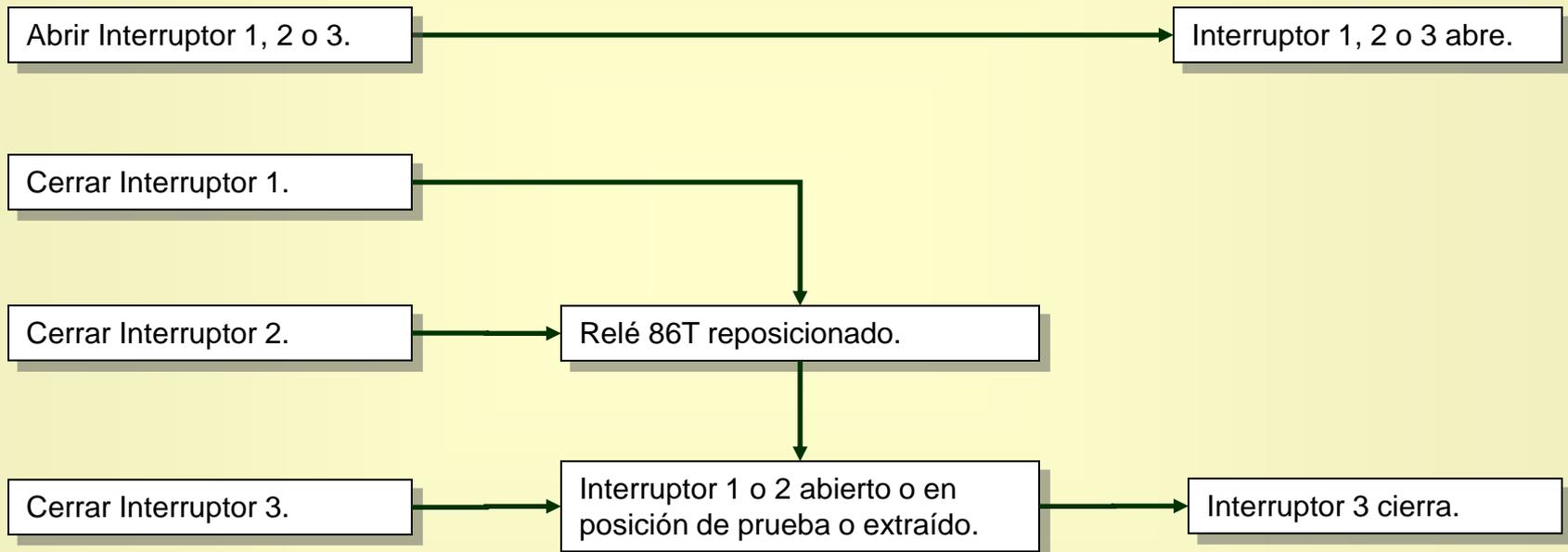


Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## SECUENCIA DE OPERACIÓN MANUAL CON FUENTES NO SINCRONIZADAS:

Condiciones de Inicio

Condiciones Verificadas





## CONSIDERACIONES GENERALES:

El **objetivo** de la coordinación en sobrecorriente es la aplicación sistemática de ciertos criterios para ajustar los dispositivos de sobrecorriente de tal manera que las fallas de cortocircuito en las diversas zonas sean removidas colocando fuera de servicio la menor cantidad posible de cargas y equipos (es decir, sólo la ZONA DE PROTECCIÓN afectada).

**Nótese que la coordinación empieza con la apropiada concepción topológica de la RED ELÉCTRICA** que se pretende proteger. Una inadecuada CONCEPCIÓN del SISTEMA bien pudiese devenir en inflexibilidades y problemas a la hora de asegurar la disponibilidad requerida de servicio eléctrico.

**A partir de una adecuada concepción TOPOLÓGICA (asegurando que los dispositivos de interrupción sean adecuados y correctamente ubicados en función de los propósitos de disponibilidad, confiabilidad y costos), comienza la tarea de concebir un SISTEMA de protecciones, zonificando la red y aplicando los esquemas de protecciones apropiados.** Como en todo sistema, las partes deben ser armonizadas para lograr la correcta operación del conjunto. LA SELECCIÓN DE EQUIPOS ES CRÍTICA (AÚN EN EL CASO DE INTERRUPTORES DE BAJA TENSIÓN) Y CAUSAL DE ATRASOS Y COSTOS ADICIONALES EN LAS OBRAS.

**La ejecución de la actividad de coordinación de protecciones debería arrojar como resultados:**

- ▶ Las características de los relés, transformadores de corriente y de potencial necesarios.
- ▶ Los ajustes de tales relés y dispositivos de protección para asegurar la correcta protección contra sobrecorrientes y SOBRECARGAS.
- ▶ Debe anticipar en lo posible los futuros cambios y ampliaciones, LOS CUALES SE PUEDEN PRODUCIR PERFECTAMENTE DURANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO MISMO.



## CONSIDERACIONES GENERALES:

### La ejecución de la actividad de coordinación de protecciones debería dividirse en dos etapas:

- ⇒ Una primera etapa, llevada a cabo a través de un estudio preliminar (pre-coordinación de protecciones), en la cual se busca asegurar que los dispositivos de protección seleccionados posean los rangos, funciones y características generales para asegurar que éstos sean coordinables entre sí (selectividad, velocidad, confiabilidad), garanticen la protección del sistema con la debida simplicidad y economía, tengan la flexibilidad para permitir los crecimientos esperados del sistema, y que las regulaciones y códigos se estén cumpliendo. Las incompatibilidades han de ser detectadas en esta etapa.
- ✦ Una segunda etapa, la de verificación final y ajuste de los dispositivos de protección, ha de ejecutarse antes de la puesta en servicio del sistema. Ella culmina con la introducción de los ajustes a los dispositivos, las pruebas en sitio de los mismos, y la puesta en marcha.

El sistema debe contar con dispositivos de respaldo para las protecciones principales. Muchas veces el respaldo lo ejerce un interruptor aguas arriba y sus relés asociados. Pero no siempre esto es así, y el no revisar este aspecto puede generar errores importantes (conceptuales) en el diseño de los sistemas eléctricos, generando pérdidas operativas e inseguridad.

Compromiso ocasional entre protección y coordinación: en algunas circunstancias es imposible alcanzar el cumplimiento simultáneo de tener todas las zonas de protección apropiadamente protegidas y selectivas. En estos casos se sacrifica la selectividad en aras de garantizar la protección, y la seguridad.



## DATOS REQUERIDOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES:

### ☒ Información General:

- Carga, datos de los componentes del sistema.
- Perfiles de tensión.
- Diagramas unifilares, trifilares, esquemas de control.
- Planos de fabricante de los equipos (CCM, SWGR, etc.)
- Catálogos de los dispositivos de protección (característica de operación y ajustes).
- Estudio dinámico (esquema de bote de carga, separación de áreas, protecciones de generadores).
- Estudio de re-arranque/reaceleración de motores.

### ☒ Datos básicos provenientes de los Estudios Eléctricos:

- Corriente de cortocircuito momentánea máxima y mínima (primer ciclo).
- Corriente máxima y mínima de interrupción (5 ciclos a 2 segundos).
- Corriente máxima y mínima de falla a tierra.
- Corriente máxima (y su dirección fasorial) que circula por los enlaces entre áreas en caso de oscilaciones de potencia y otros fenómenos transitorios.

### ☒ Motores:

- Corriente nominal, tensión nominal, potencia nominal, número de fases y frecuencia nominal.
- Corriente y tiempo de arranque.
- Factor de potencia, factor de servicio, ciclo de servicio.
- Data de heaters, temperaturas de arrollados/cojinetes (motores donde existen RTDs).
- Curvas de daño (motores de media tensión o potencia elevada).
- Características de VFDs asociados (si los hay).



# CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## DATOS REQUERIDOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES:

### ✉ Transformadores:

- Potencia nominal en cada régimen de operación, tensiones nominales, cambiador de tomas.
- Número de fases.
- Corriente de energización o “inrush”.
- Tipo de conexión e impedancia.
- Curva de daño.

### ✉ Generadores:

- Tensión máxima de excitatriz y tensión máxima de plena carga.
- Curvas de disminución de tensión (curva decremental) para fallas trifásicas y fase-fase, con el generador operando a plena carga y excitatriz bajo el control del regulador automático de tensión.
- Reactancias sincrónica, subtransitoria, transitoria de eje “d” y “q”.
- Constante de tiempo transitoria para circuito abierto y subtransitoria de eje “d” y “q”.
- Impedancias de secuencia negativa y cero.
- Reactancia de fuga del estator.
- Curva de daño.

### ✉ Cables:

- Ampacidad, curva de daño, tanto en del conductor como de la pantalla / armadura (cuando aplica).





## CRITERIOS PRINCIPALES:

- ▶ Parte de los criterios son aquellas condiciones y guías establecidas en el **Código Eléctrico Nacional** vigente. En el caso venezolano, éste corresponde a una versión de NEC de USA, Standard NFPA-70 del año 1996.
- ▶ La coordinación de sobrecorriente se inicia en las cargas (ramales y terminaciones de la red eléctrica bajo estudio), hasta llegar a la(s) acometida(s) o entrada(s) principal(es). **El alimentador/ramal con mayor carga de una barra determina la coordinación del dispositivo de sobrecorriente inmediatamente aguas arriba (la entrada o alimentador de dicha barra), y así sucesivamente.** Si el ramal más grande, con rango de disparo más alto, coordina con los dispositivos hacia el suministro, entonces la coordinación de los ramales más pequeños está asegurada.
- ▶ La representación gráfica tiempo-corriente de los dispositivos de protección y las curvas de límite térmico de los equipos permiten determinar el grado de protección ofrecido a transformadores, motores y demás componentes del sistema.
- ▶ **En la búsqueda de la máxima selectividad y protección se presentan con frecuencia situaciones conflictivas que obligan a sacrificar alguno de los objetivos.** Para cada uno de estos casos prevalecen criterios prácticos de ingeniería, aunque en general el de protección priva sobre el de selectividad.
- ▶ Las corrientes momentáneas se utilizan para determinar la selección y los ajustes de los dispositivos instantáneos.
- ▶ La corriente máxima de interrupción se utiliza para determinar el intervalo máximo de coordinación (corriente de coordinación); la corriente mínima de interrupción es necesaria para garantizar que los dispositivos seleccionados y ajustados posean suficiente sensibilidad.
- ▶ La corriente máxima (y su dirección fasorial) que circula por los enlaces entre áreas en caso de oscilaciones de potencia y otros fenómenos transitorios se utiliza para verificar el compromiso entre selectividad y protección en aquellos casos de enlaces entre áreas diferentes, cada una con generación propia (sistemas interconectados). Este examen es necesario para impedir que fenómenos externos (arranques de motores muy grandes de áreas vecinas, oscilaciones de potencia) separen las áreas o disparen en forma espúrea alguna(s) carga(s) en una o varias de las áreas interconectadas.



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### Margenes de coordinación entre dispositivos de sobrecorriente:

Intervalos de tiempo mínimos han de ser dejados entre las curvas de sobrecorriente inversas para asegurar la operación secuencial de los dispositivos, es decir, que un relé aguas arriba opere **DESPUÉS** de un relé aguas abajo frente a la misma falla.

Las razones para establecer estos intervalos mínimos son:

- a. El segundo dispositivo de protección en la cadena de selectividad continúa viendo la corriente de falla hasta que el interruptor asociado al primer dispositivo opere y extinga el arco (contribución al margen: 0,08 s).
- b. El dispositivo en sí mismo posee su tiempo de actuación y su margen de error natural (contribución promedio al margen: 0,085 s).

Otros factores como la saturación de los TCs deberían ser cuidadosamente evitados, pero evidentemente de producirse insertan errores adicionales que han de ser tomados en cuenta en el margen de coordinación si aplica.

Para relés electromecánicos la sobrecarrera del relé es un elemento adicional (añadir 0,1 s al margen).

Si hay TCs de diferente clase de precisión y/o tipo y/o fabricante involucrados, esto debería ser estudiado para añadir al margen un intervalo de tiempo adicional para cubrir las diferencias de precisión porcentual y cómo ello se traduce en términos de tiempo en segundos. A igualdad de TCs en la instalación, se considera el error adicional por precisión de TCs como compensado.



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### Margenes de coordinación entre dispositivos de sobrecorriente:

Con base en lo dicho anteriormente, podemos establecer los siguientes márgenes:

- Entre relés de sobrecorriente temporizados de estado sólido, curva inversa, el margen de coordinación será igual o mayor a 0,2 segundos. Este es el mínimo, y debería ser corregido con base en las peculiaridades del Proyecto, verificado utilizando los manuales del relé, y también corregido si las consideraciones explicadas en la lámina anterior aplican. En el caso de curvas muy inversas o extremadamente inversas, debería añadirse 50 ms, para llegar a 0,25 segundos para el límite inferior.
- Entre unidades instantáneas (50) y unidades temporizadas (51) el margen de coordinación es igual a 0,25 segundos. Se ha considerado un tiempo máximo de 3 ciclos (50 ms) para operación del relé instantáneo. En consecuencia, el tiempo mínimo permisible para un relé temporizado en el punto de máxima falla es 0,3 segundos.
- La coordinación entre interruptores termomagnéticos de baja tensión se logra si las bandas de protección de estos dispositivos no se cruzan o solapan. PUNTO FUNDAMENTAL ES HACER LA COMPRA DE LOS MISMOS UTILIZANDO LOS SIGUIENTES CRITERIOS:
  - ☐ Todos del mismo modelo/tipo y fabricante, verificando en las tablas de coordinación si el mismo garantiza la coordinación entre los interruptores principales y ramales en los distintos tableros y subtableros.
  - ☐ Si no es posible cumplir con la primera premisa, es necesario asegurarse de la coordinación entre los mismos (asegurarse que las bandas de protección de estos dispositivos no se cruzan o solapan).
  - ☐ Como ejemplo práctico, nunca se logrará que un tablero con interruptor termomagnético principal de 50 A y ramales similares, pero de 20 A, coordinen. El interruptor principal va a dispararse también ante una falla en algún ramal.
  - ☐ Especial atención merced los tableros de UPS. No pueden ser especificados como un tablero corriente de baja tensión.



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### Margenes de coordinación entre dispositivos de sobrecorriente:

Con base en lo dicho anteriormente, podemos establecer los siguientes márgenes:

- Para fallas  $2\emptyset$  en transformadores  $\Delta$ -Y, el margen de 0,2 seg debe estar garantizado.
- Al coordinar relés con fusibles que estén aguas abajo, el margen de coordinación entre la zona de despeje total del fusible y la curva del relé aguas arriba debería ser de al menos 0,1 segundos.
- Cuando se coordinan interruptores de **baja tensión** con unidades de sobrecorriente de disparo directo incorporadas en el interior de cada interruptor, el margen de coordinación entre las curvas debería ser al menos 0,3 segundos.
- Cuando se coordinan interruptores de **media tensión** con unidades de sobrecorriente de disparo directo incorporadas en el interior de cada interruptor, el margen de coordinación entre las BANDAS (en lugar de curvas) tiempo-corriente debería ser sólo una pequeña franja, dado que en dichas bandas deberían estar incorporados los tiempos de operación de los interruptores y el error del dispositivo de sobrecorriente.
- Margen entre dispositivos de sobrecorriente colocados en el primario y en el secundario de un transformador Delta – Estrella: a los márgenes ya indicados hay que añadir un 16% adicional, dado que la corriente de una de las líneas primarias es igual al 116% de la corriente secundaria en el caso de cortocircuitos fase-fase.



# CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## CRITERIOS PRINCIPALES:

**Proceder con el ajuste de las protecciones de los circuitos ramales de las cargas individuales (motores, tableros) antes de hacer la coordinación como tal.** Para ello habrá de seguirse las recomendaciones de las guías de institutos como IEEE, ANSI, NFPA. En particular, las disposiciones del Código Eléctrico Nacional son de obligatorio cumplimiento y dichos criterios se indican a continuación para los equipos principales.

### Criterios para la Protección de sobrecorriente de motores de corriente alterna:

El C.E.N. establece en su artículo 430, los lineamientos para la selección y ajuste de las protecciones de motores.

#### a. Sobrecarga:

El dispositivo de sobrecarga debe ser ajustado de tal forma que la curva tiempo-corriente del mismo quede por debajo de la curva de daño térmico del motor en el plano con ejes log-log.

Tipo de Motor	Ajuste relé termico/elemento de sobrecarga
Motores B.T. > 1 HP , F.S. = 1.00	1,15 x In del motor (DATO DE PLACA)
Motores B.T. > 1 HP , F.S. = 1.15	1,25 x In del motor (DATO DE PLACA)
Motores M.T.	1,15 x In del arrancador

Para motores de B.T. se debe considerar la corriente de arranque de las unidades de sobrecarga, al momento de calcular su ajuste, para poder cumplir lo anterior. Para motores de M.T. el CEN establece explícitamente que la protección de sobrecarga debe abrir simultáneamente las tres fases al instante de operación (CEN-99, 430-125 (b) (3)).

Los motores de las bombas del sistema de incendios NO HAN DE SER DESCONECTADOS POR DISPOSITIVOS DE SOBRECARGA, sólo alarma (CEN-99, 430-31). La protección de estos motores está reglamentada por el CEN-99, artículo 695 y otras normas NFPA en forma especial (NFPA-20, "Std for the installation of centrifugal fire pumps").



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### a. Sobrecarga (cont.):

Para motores de baja tensión mayores que 1500 HP, el CEN-99 permite que la protección de sobrecarga pueda recaer exclusivamente sobre la base de detectores de temperatura embebidos en el motor y que de alguna forma accionen un medio de desconexión apropiado para desconectar las tres fases simultáneamente.

ES NECESARIO ESTUDIAR LAS EXCEPCIONES Y OTROS ARTÍCULOS ESPECÍFICOS DEL CEN-99, que abarcan entre otros, motores de bombas principales de incendio, motocompresores de equipos de aire acondicionado, motores monofásicos, entre otros.

El artículo 430-37 del CEN-99 define la cantidad de elementos de sobrecarga por fase según el tipo de motor y su conexión. Los motores trifásicos requieren de tres (3) elementos de sobrecarga, uno por cada conductor activo.

El sistema protector contra sobrecargas NO DEBE COLOCAR EL MOTOR EN SERVICIO AUTOMÁTICAMENTE (no debe ser el tipo auto – reset), a menos que esté APROBADO para ser utilizado en ese motor para esa aplicación específica (CEN-99, 430-43).

Si el motor es crítico para lograr una parada segura de un Proceso y su desconexión por sobrecarga pudiese ocasionar males y riesgos mayores o adicionales a LAS PERSONAS, está permitido conectar la protección contra sobrecargas NO COMO DISPARO, sino como ALARMA SUPERVISADA (CEN-99, 430-44).

La protección contra sobrecarga no debe ser puentable o puenteada durante el arranque, a menos que el motor sea previsto SIN ARRANQUE AUTOMÁTICO (CEN-99, 430-35(a)). De todas formas, en general no se recomienda este curso de acción.



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### a. Sobrecarga (cont.):

En algunas ocasiones, no es posible arrancar un motor con los ajustes máximos de sobrecarga admisibles. Estos casos pueden ser evitados si se elige un térmico (protección contra sobrecarga) ajustable en un rango, donde se pueda añadir un retardo adicional. El CEN-99 en su artículo 430-34 admite también el aumento de los ajustes máximos según se indica a continuación:

Tipo de Motor	Ajuste
Motores con F.S. $> 1,15$	$1,40 \times I_n$
Motores con aumento de temperatura $\leq 40^\circ\text{C}$	$1,40 \times I_n$
Todos los demás motores	$1,30 \times I_n$

Sin embargo, esta solución no es la más recomendable y ha de evitarse en lo posible debido a que disminuye el grado de protección del motor.

Las reglas para motores de servicio intermitente son las mismas que para motores de servicio continuo (CEN-99 430-33).

En cuanto a los daños producidos por bloqueo del rotor, la clave está en que la curva de los dispositivos de protección esté por debajo de la curva de daño térmico del motor (en este caso, no actúe antes del tiempo de daño del motor a corriente de rotor bloqueado, y permita acelerar el motor). (ver páginas 20, 21 y 22 del Std IEEE C37.96-2000).



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### b. Cortocircuito:

La protección magnética de los motores de baja tensión, o su equivalente para media tensión, debe permitir la asimetría inicial de la corriente. Si la protección contra cortocircuito es un interruptor magnético (caso baja tensión), el rango de ajuste del disparo instantáneo (Inst.) deberá permitir un ajuste de:

$$1.5 \times I \text{ de Arranque del motor} < \text{Inst} < 13 \times I \text{ nominal del motor}$$

La corriente **MÁXIMA** de arranque se determina con la Letra Código del motor (ubicada en su placa de características) y la tabla 430-7(b).

Los motores con potencia nominal mayor o igual a 75 HP, están provistos de protección de falla a tierra conectados a través de un transformador toroidal BAJO LA NORMAS PDVSA.

Para motores en baja tensión, la tabla 430-152 define criterios para el ajuste de los distintos dispositivos de protección:

Para ello se busca la corriente a plena carga en la tabla que aplica según el tipo de motor (monofásico, bifásico, trifásico; tablas 430-148, 430-149, 430-150, respectivamente). Con el dato así obtenido, y tomando en cuenta el tipo de motor y el tipo de protección contra sobrecorriente, se determina a partir de la tabla 430-152 el ajuste máximo en amperios que puede tener dicho dispositivo de protección.

Los fusibles con retardo de tiempo generalmente son escogidos con una corriente nominal de 165-180% de la  $I_n$  del motor.



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### Crterios para la Protección de sobrecorriente de transformadores de potencia:

El C.E.N. establece en su artículo 450, los lineamientos para la selección y ajuste de las protecciones de transformadores.

#### a. Cortocircuito:

El ajuste máximo de las protecciones contra sobrecorriente para transformadores con devanados a más de 600 V nominales, debe cumplir con los lineamientos de la tabla 450-3 (a) (1), ó de la tabla 450-3 (b) (2) para transformadores ubicados en lugares "vigilados" (SUPERVISADAS Y ATENDIDAS por PERSONAL CALIFICADO).

Especial cuidado ha de tenerse en general con el término PERSONAL CALIFICADO. Nosotros como compañía proveedora de servicios NO SOMOS LA AUTORIDAD QUE TIENE JURISDICCIÓN PARA DEFINIR TAL MATERIA.

El C.E.N. establece en su artículo 450-3, los lineamientos para la selección y ajuste de las protecciones de sobrecorriente en el primario y secundario de los transformadores.

A continuación la tabla 450-3(a)(1), aplicable a transformadores con al menos un devanado de alta tensión:

Por ejemplo, en transformadores con primario mayor de 600 Voltios, secundario menor de 600 V e impedancia menor del 6%, como el caso de transformadores 13.8/0.48kV; la protección en el secundario no debe superar el 125% de la corriente nominal del transformador y el ajuste del interruptor automático en el primario debe corresponder a una corriente no mayor del 600% de la corriente nominal del transformador.



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### Crterios para la Protección de sobrecorriente de transformadores de potencia:

#### a. Cortocircuito (cont.):

La Norma ANSI/IEEE C57.109 - Revisión 1985 - define los puntos de la curva tiempo-corriente que puede resistir un transformador de potencia, sumergido en aceite mineral; sin que los esfuerzos mecánicos y térmicos a los cuales es sometido durante una falla externa le causen daño permanente. Sin embargo, cuando se posean las curvas de daño de los transformadores suministradas por el fabricante, se deberán utilizar con preferencia estas últimas, siempre buscando que la protección de sobrecorriente del lado de alta del transformador se ajuste para que su curva tiempo-corriente pase por debajo de la curva de límite térmico del transformador, asegurando así una protección adecuada.

Los Fusibles Limitadores en caso de ser utilizados en el primario de los transformadores, o cualquier protección de sobrecorriente primaria, no deberán operar durante la energización del transformador, por lo cual su capacidad debe ser escogida de tal manera que su curva de operación pase por encima de la corriente de “inrush”. A falta de data del fabricante, la corriente de “inrush” puede calcularse aproximadamente como se indica en la siguiente tabla:

KVA	CORRIENTE “INRUSH” (RMS)
500-2500	8 x Corriente Nominal
> 2500	(10 – 12) x Corriente Nominal



## CRITERIOS PRINCIPALES:

### Crterios para la Protección de sobrecorriente de transformadores de potencia:

#### a. Cortocircuito (cont.):

A continuación la tabla 450-3(a)(2), aplicable a transformadores con al menos un devanado de alta tensión, INSTALADOS EN LUGARES “VIGILADOS”:

Por ejemplo, en transformadores con primario mayor de 600 Voltios, secundario menor de 600 V e impedancia menor del 6%, como el caso de transformadores 13.8/0.48kV; la protección en el secundario no debe superar el 250% de la corriente nominal del transformador y el ajuste del interruptor automático en el primario debe corresponder a una corriente no mayor del 600% de la corriente nominal del transformador.

El ajuste de los dispositivos de sobecorriente asociado a transformadores con arrollados en baja tensión, debe cumplir con las disposiciones establecidas en el CEN-99, 450-3 (b).

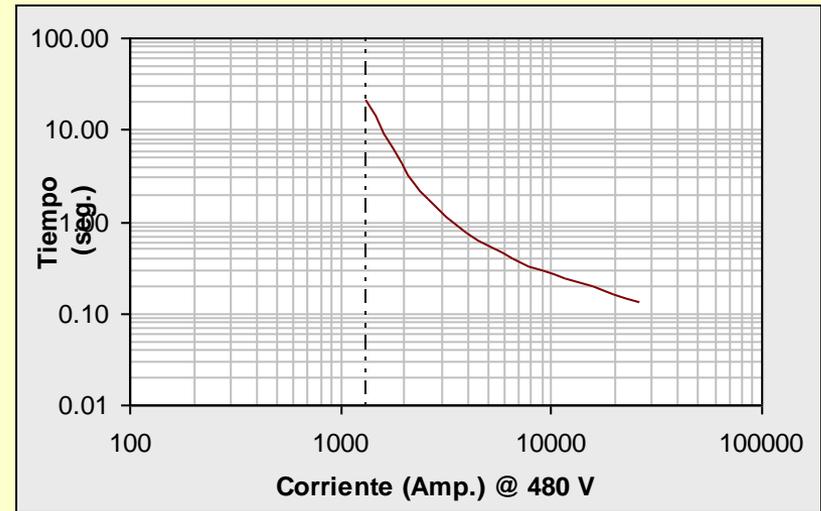
En resumen, el objeto de la coordinación es verificar que el transformador quede apropiadamente protegido contra sobrecorrientes asegurando que las curvas de los relés y dispositivos de protección queden por debajo de la curva de daño del transformador, y que dichas protecciones no actuen durante el transitorio de energización del transformador (“inrush”).



## SELECCIÓN DEL GRADO DE INVERSIDAD EN LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADOS:

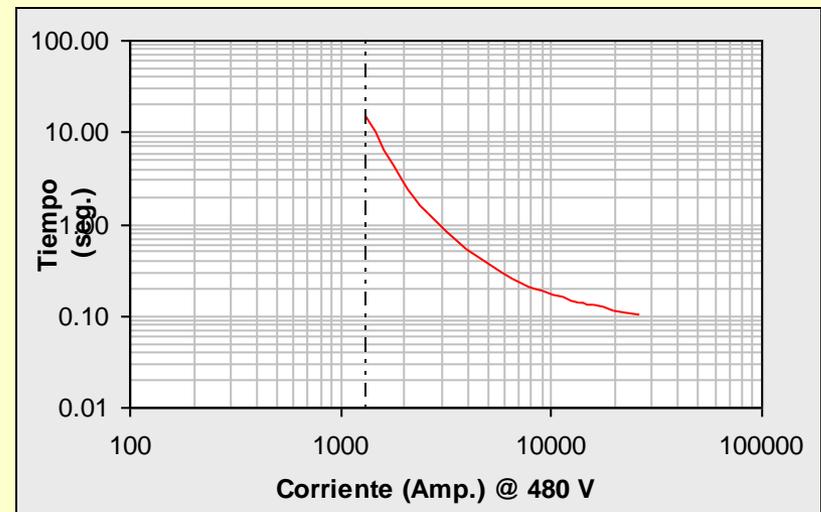
### Curva Inversa:

Protección de sobrecorriente de fase o tierra en Redes de Suministro Eléctrico o en Sistemas Eléctricos Industriales. Especialmente aplicables en aquellos puntos donde la magnitud de la falla depende de la capacidad de cortocircuito del sistema a una topología específica: el relé presenta una característica t-I casi plana a altas corrientes, lo cual implica pequeños cambios en los tiempos de operación sobre un amplio rango de corrientes de falla.



### Curva Muy Inversa:

Protección de sobrecorriente de fase o tierra en Redes de Suministro Eléctrico o en Sistemas Eléctricos Industriales. Especialmente aplicables en líneas de subtransmisión y distribución, donde la magnitud de la corriente de falla es principalmente una función de la localización relativa de la falla con respecto al relé. Además, provee mejor coordinación con interruptores de baja tensión o como respaldo de otros relés.

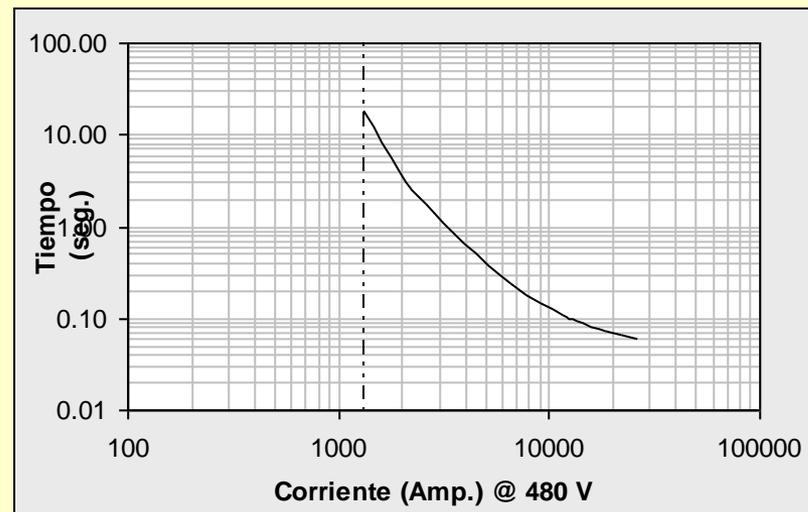




## SELECCIÓN DEL GRADO DE INVERSIDAD EN LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADOS:

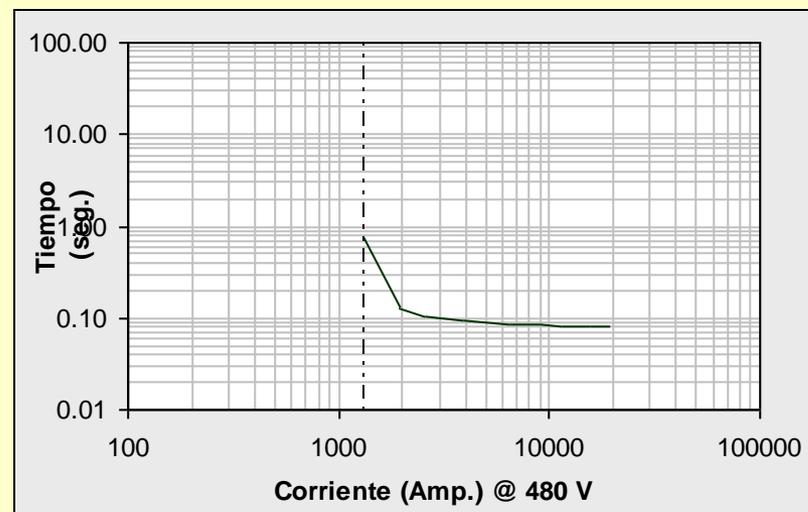
### Curva Extremadamente Inversa:

Utilizada en Alimentadores de Suministro Eléctrico de Distribución Primaria para coordinar con fusibles y reconectores principales y ramales.



### Curva Tiempo Corto:

Diseñada para proveer protección contra sobrecorriente cuando se requiere despeje rápido de fallas, tales como en protección residual de tierra, o cuando la rapidez es un factor clave para la estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico. También aplicado en algunos casos a los esquemas diferenciales de barras y generadores cuando la restricción de armónicas no es necesaria.



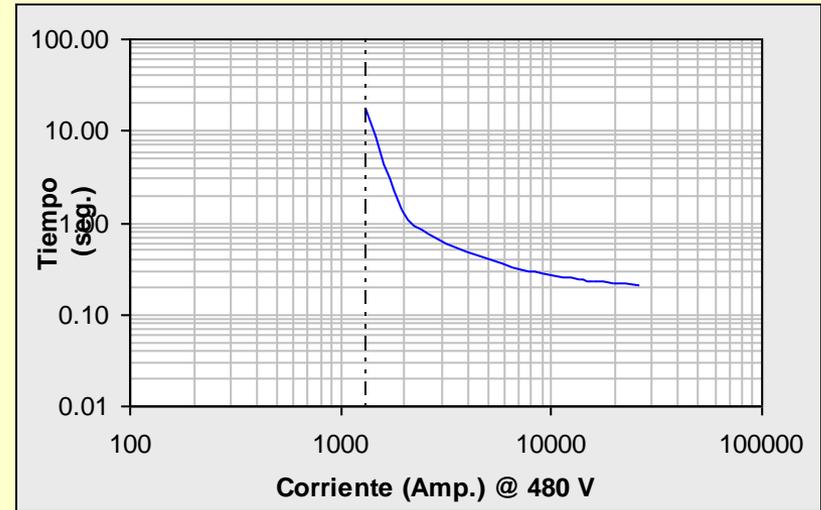


# CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

## SELECCIÓN DEL GRADO DE INVERSIDAD EN LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADOS:

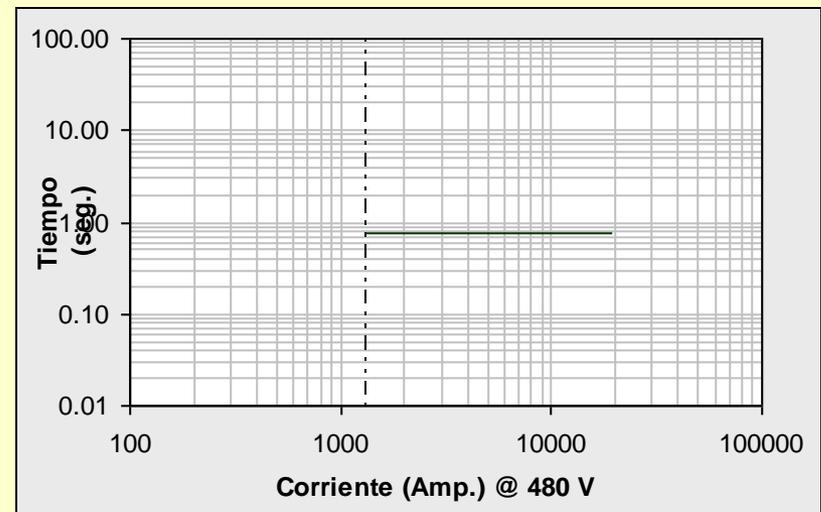
### Curva Moderadamente Inversa:

Aplicada con frecuencia en la protección de motores, para evitar problemas en motores con largo tiempo de arranque.



### Curva Tiempo Definido:

Para uso en aquellos casos en que las corrientes de falla y la capacidad de generación varían sensiblemente en un amplio rango. La función es de tiempo fijo (una línea recta horizontal en el gráfico t-I) a partir de unas 10 veces la corriente de pick-up.





## SELECCIÓN Y CHEQUEO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's):

La función de los transformadores de corriente es la de producir una corriente secundaria que sea una réplica reducida sólo en magnitud de la corriente primaria. Ello implica que vistas sobre un osciloscopio hipotético, ambas corrientes deberían ser idénticas, salvo que la del secundario es inferior en magnitud.

La relación entre las magnitudes primaria y secundaria debiese ser FIJA e invariante en el tiempo y también invariante con la magnitud de la señal. ESTO DESCRIBE UN DISPOSITIVO QUE IDEALMENTE DEBIESE SER LINEAL, CARACTERIZADO POR LA SIGUIENTE FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA:

$$I_{secundaria} = I_{primaria} \times ( N1 / N2 )$$

Donde:

N2 = número de vueltas del devanado secundario.

N1= número de vueltas del devanado primario (conectado en el sistema en serie con las líneas de suministro).

I<sub>primaria</sub> = corriente que circula por el sistema eléctrico.

I<sub>secundaria</sub> = corriente que circula por el secundario del TC, y por tanto por las bobinas de corriente de los relés.

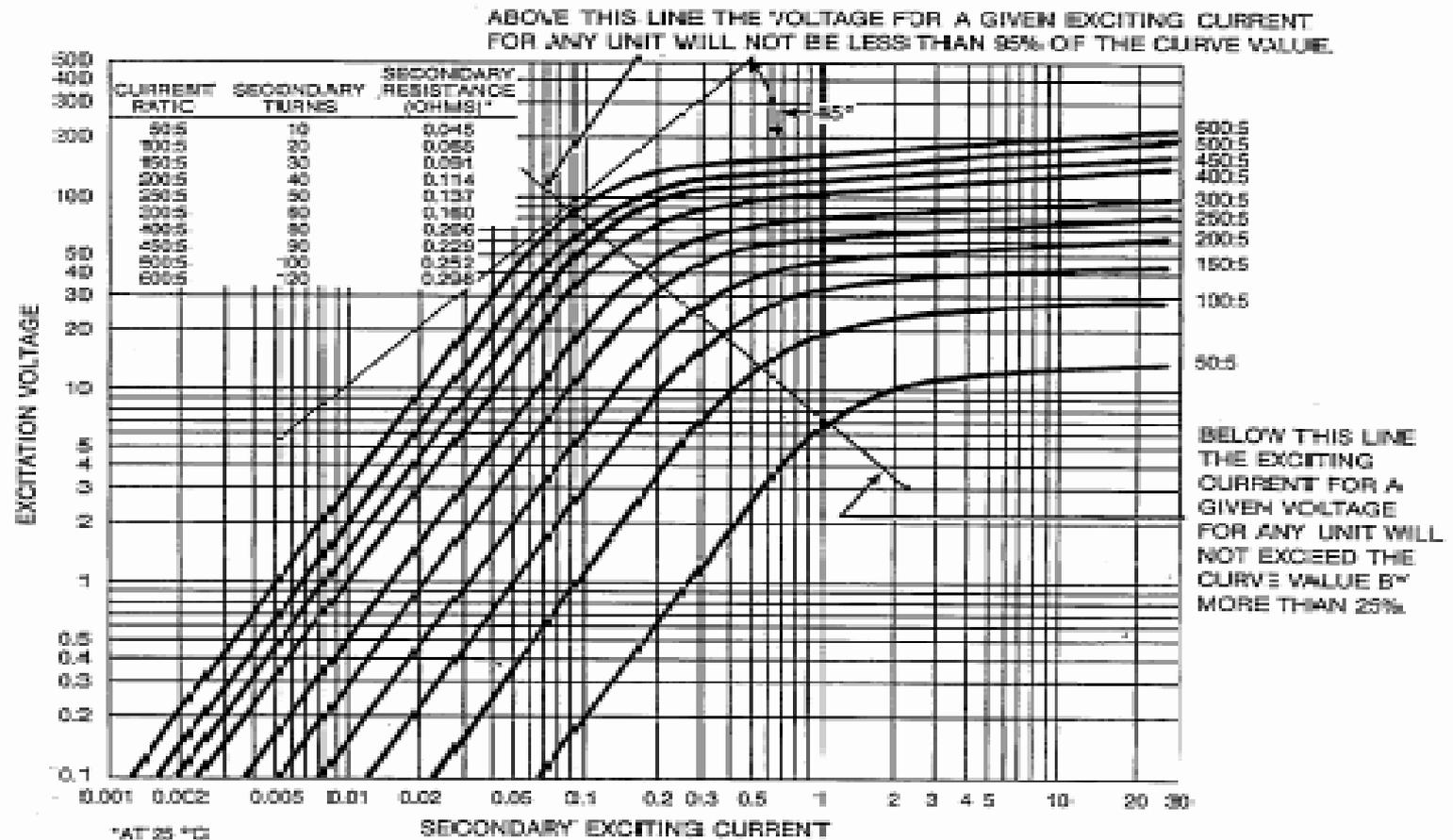
Pero los transformadores de corriente, por razones tecnológicas plenamente justificadas, han de ser construidos a partir de materiales no lineales (núcleo construido a partir de materiales ferromagnéticos).

La característica de magnetización de cualquier transformador posee dos zonas principales:

- Zona lineal (que comienza cercana a cero corriente primaria, y culmina con la corriente que marca el inicio del codo de saturación).
- Zona no lineal (que comienza en la zona del codo de saturación y continua en toda la zona de saturación).

## SELECCIÓN Y CHEQUEO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's):

Así se ven las curvas características de magnetización:





# CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## SELECCIÓN Y CHEQUEO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's):

Primero debemos establecer la relación de transformación ( $N1 / N2$ ) más conveniente. Para ello debemos considerar la corriente nominal primaria como base, y la corriente nominal secundaria debería ser alguno de estos dos valores normalizados: 5 A y 1 A (normalmente utilizamos 5 A). La corriente primaria nominal del TC debiese ser la más cercana superior a los siguientes valores normalizados:

Single Ratio (amperes)	Double Ratio with Series—Parallel Primary Windings (amperes)	Double Ratio with Taps in Secondary Winding (amperes)
10:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5		1500/3000:5
400:5		2000/4000:5
600:5		
800:5		
1200:5		
1500:5		
2000:5		
3000:5		
4000:5		
5000:5		
6000:5		
8000:5		
12 000:5		



# CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## SELECCIÓN Y CHEQUEO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's):

O debiese ser, en el caso de transformadores multi – relación:

Current Ratings (amperes)	Secondary Taps	
600:5	50:5 X2-X3	
	100:5 X1-X2	
	150:5 X1-X3	
	200:5 X4-X5	
	250:5 X3-X4	
	300:5 X2-X4	
	400:5 X1-X4	
	450:5 X3-X5	
	500:5 X2-X5	
	600:5 X1-X5	
1200:5	100:5 X2-X3	
	200:5 X1-X2	
	300:5 X1-X3	
	400:5 X4-X5	
	500:5 X3-X4	
	600:5 X2-X4	
	800:5 X1-X4	
	900:5 X3-X5	
	1000:5 X2-X5	
	1200:5 X1-X5	
2000:5	300:5 X3-X4	
	400:5 X1-X2	
	500:5 X4-X5	
	800:5 X2-X3	
	1100:5 X2-X4	
	1200:5 X1-X3	
	1500:5 X1-X4	
	1600:5 X2-X5	
	2000:5 X1-X5	
	3000:5	300:5 X3-X4
500:5 X4-X5		
800:5 X3-X5		
1000:5 X1-X2		
1200:5 X2-X3		
1500:5 X2-X4		
2000:5 X3-X5		
2200:5 X1-X3		
2500:5 X1-X4		
3000:5 X1-X5		
4000:5	500:5 X1-X2	
	1000:5 X3-X4	
	1500:5 X2-X3	
	2000:5 X1-X3	
	2500:5 X2-X4	
	3000:5 X1-X4	
	3500:5 X2-X5	
	4000:5 X1-X5	
	5000:5	500:5 X2-X3
		1000:5 X4-X5
1500:5 X1-X2		
2000:5 X3-X4		
2500:5 X2-X4		
3000:5 X3-X5		
3500:5 X2-X5		
4000:5 X1-X4		
5000:5 X1-X5		



## SELECCIÓN Y CHEQUEO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's):

En resumen, DEBEMOS CALCULAR Y ESPECIFICAR LOS TCs PARA QUE ÉSTOS OPEREN EN LA ZONA LINEAL EN EL RANGO ESPERADO DE CORRIENTES DE OPERACIÓN Y FALLA.

Para lograrlo, debemos conocer: la carga total de cada TC (incluyendo impedancia de cables, relés , instrumentos de medición y cuanto dispositivo conectemos en serie en el secundario); las características del transformador de corriente que pensamos utilizar; el rango de corrientes primarias esperado. Calculando la tensión inducida interna para la máxima corriente posible, lograremos ver si el TC preseleccionado es aplicable.

Con la tensión inducida interna, utilizamos la característica de magnetización (ver lámina 104)

Especial cuidado ha de tenerse con la saturación producida por la componente de c.c. De la corriente de falla; lo correcto es evitar la saturación para este caso.

En un curso posterior ampliaremos estas nociones. En nuestra práctica como empresa de Ingeniería y Construcción, lo habitual es que la responsabilidad de seleccionar correctamente la clase de precisión (aunque no la relación nominal de transformación) la dejemos sobre el Fabricante de los Equipos Mayores; sin embargo, debemos ser capaces de chequear y corroborar su selección.



# COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

## PLANIFICACIÓN INICIAL:

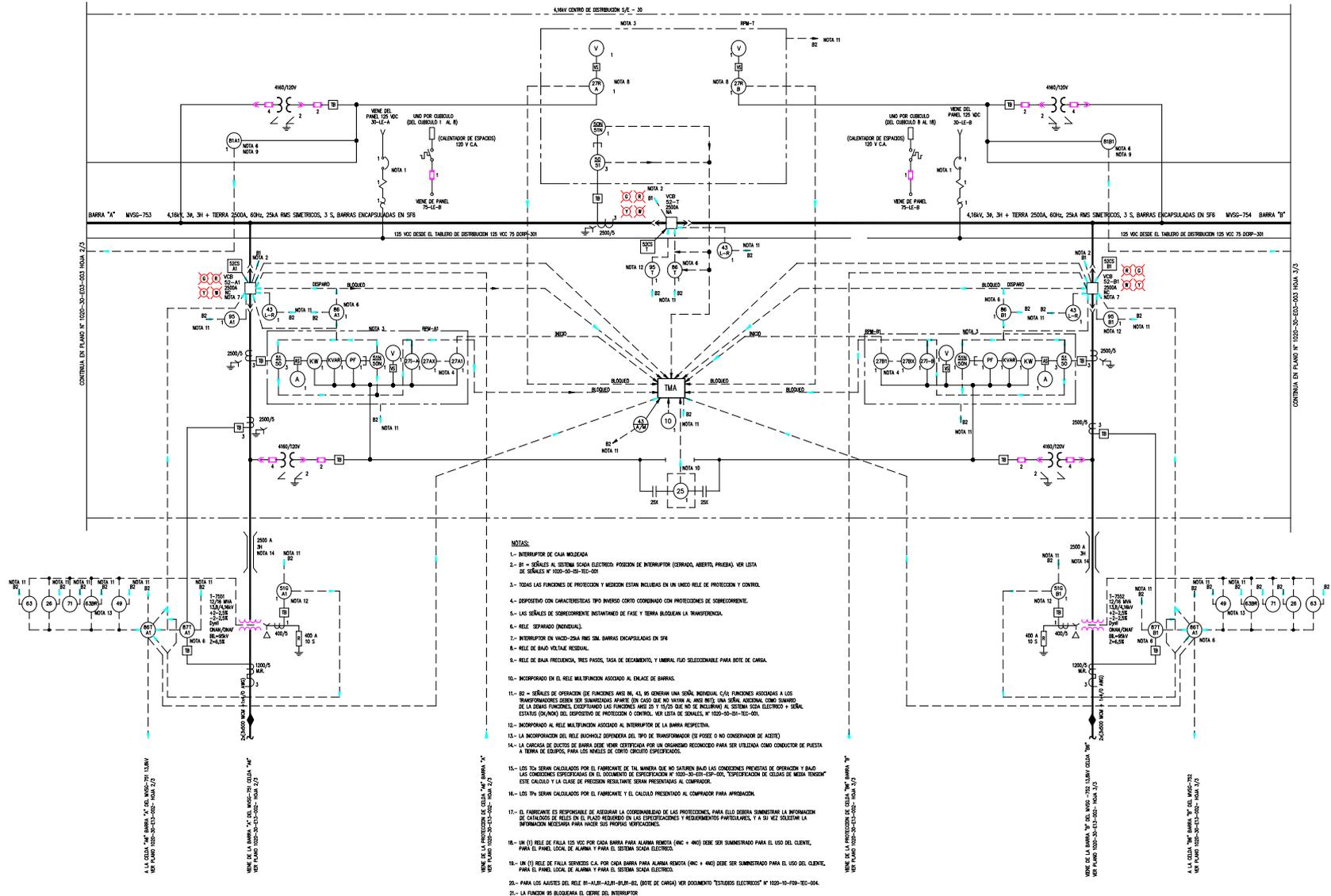
- a. Desarrollar los Diagramas Unifilares Detallados. Vea el siguiente ejemplo:



# COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica





## PLANIFICACIÓN INICIAL:

### b. Recopilar la data al inicio:

...y complementarla con la siguiente:

- Tipos, calibres, impedancias, ratings de temperatura de cables.
- Condiciones de operación (habitual, emergencia).
- Data de cortocircuito, perfiles de voltaje en escenarios relevantes.
- Relaciones de transformación de todos los TCs y TPs.
- Datos de flujo de carga (carga máxima esperada).
- Datos de la fuente (del sistema eléctrico de la empresa de suministro) (cortocircuito, capacidad de suministro, perfil de tensión, AJUSTE DE LOS RELÉS).



## PROCEDIMIENTO:

- ⇒ Seleccionar la inversidad (curva inversa, muy inversa, moderadamente inversa, etc.).
- ✦ Entendiendo cómo ajustar el “pick-up” y el “time-dial” de cada función de sobrecorriente:

Los relés trabajan comunmente sobre la base de TCs con corrientes secundarias nominales iguales a 5 A , la cual debe producirse si la corriente primaria es igual a la corriente nominal del TC (Ejemplo: un TC de relación 100:5, implica que cuando en el primario estén circulando los 100 A nominales, por el secundario deberían circular 5 A en casi perfecta réplica en forma de onda y fase).

Esta relación de transformación es igual a 20 (100 / 5 ), y es constante en todo el rango LINEAL del TC; de esa forma, se desprende que una corriente primaria de 50 A producirá una corriente secundaria de 2,5 A.

El primer paso es verificar si el TC seleccionado permite que el “pick-up” sea ajustado en el valor apropiado de corriente primaria. Supongamos que se trata de ajustar la función de sobrecarga de un motor de inducción trifásico de jaula de ardilla, 60 Hz, 460 V c.a., NEMA design B, de 50 HP, factor de servicio = 1,15 ( $I_n = 65$  A), la cual debe ser ajustada, según CEN-99 430-32, al 125% de la corriente nominal ( $I_n$ ).

Entonces, los cálculos serían como sigue:

$$I_{\text{primaria de pick-up}} = I_n \times 1,25 = 65 \times 1,25 = 81,25 \text{ A}$$

...deberíamos tener un TC que a esta corriente produjese la corriente más cercana a los 5 A. De la tabla de relaciones de transformación normalizadas, escogemos la inmediata superior: **100:5**.

La corriente secundaria cuando hay falla no debiese ser mayor que 100 A (es decir, 2000 A primarios).

Muchas veces no es posible cumplir simultáneamente todas estas condiciones; pero las mismas son guías útiles. Siempre es preciso algún grado de compromiso.



## PROCEDIMIENTO:

✦ Entendiendo cómo ajustar el “pick-up” y el “time-dial” de cada función de sobrecorriente (cont.):

La estimación anterior está basada en el uso de relés electromecánicos, que poseían “burdens” en VA mucho mayores que los relés actuales. Esto quiere decir que un sistema moderno con relés hechos a base de microprocesadores un TC dado se va a saturar a mucha más corriente que cuando los relés eran electromecánicos (podría ser que se saturara a 20.000 A o más, en lugar de 2.000 A).

En cualquier caso, en algunos casos extremos (corrientes de falla anormalmente elevadas, longitud de cableado en el secundario del TC elevada), podría aún ser necesario el cambio de la relación de transformación calculada a partir de la estimación antes dada (la corriente primaria nominal del TC aumenta).

En otro curso futuro se profundizará en el cálculo, selección y verificación de TCs.

Volvamos al ajuste del pick-up en sí mismo.

Una vez determinada la relación de transformación y clase de precisión del TC, habría que escoger el TAP (o su equivalente) en el relé.

Si el TC es de relación 100:5 y la corriente de pick-up primaria ha de ser 81,25 A, entonces el TAP debiese ser:

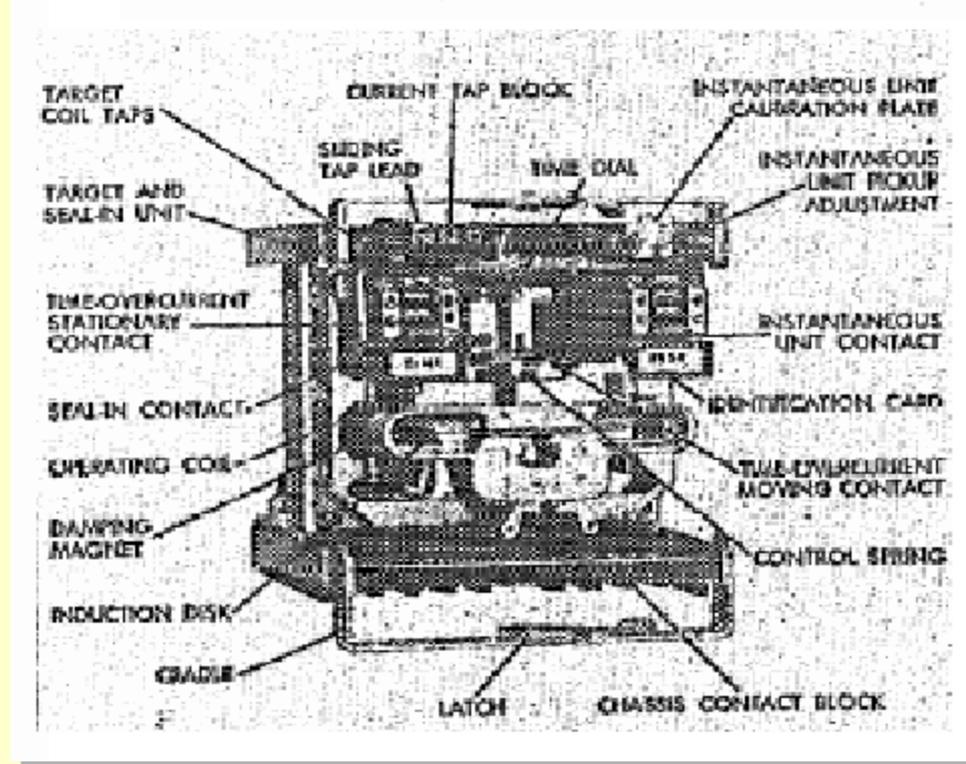
$$TAP = (I \text{ pick-up primaria}) / (\text{Relación del TC}) = (81,25 \text{ A}) / (20) = 4,06 \text{ A}$$

**NOTA:** si se tratase de un relé electromecánico (hay algunos que todavía los usan), el TAP debiese ser 4 (80 A primarios). En esos relés el TAP es un tornillo que encastrado sobre un orificio determinado le dice al viejo relé cuál es el pick-up seleccionado. En los relés digitales, el tap es un rango más continuo de valores, con pasos de 0,01 A.

Si el pick-up calculado no hubiese estado en el rango disponible (ejemplo, un relé con rango de 0,5 a 2 A), habría sido necesario reemplazar el TC por otro de relación diferente, o reemplazar el relé por otro con rango de TAPs mayor (1,5–6 A, ó 4 – 16 A). TCs multirelación constituyen en algunos casos una buena selección.

## PROCEDIMIENTO:

✦ Entendiendo cómo ajustar el “pick-up” y el “time-dial” de cada función de sobrecorriente (cont.):



Relé de disco de inducción de sobrecorriente con unidad instantánea.



## PROCEDIMIENTO:

✧ Entendiendo cómo ajustar el “pick-up” y el “time-dial” de cada función de sobrecorriente (cont.):

Calculando el TIME DIAL (dial de tiempo):

Para un mismo TAP o pick-up, existe una familia de curvas tiempo-corriente (t-I). Una de esas curvas pueden ser seleccionada colocando el llamado TIME DIAL en un valor específico (un rango típico oscila de 0 a 10, en forma continua). Cuando TD=0 los contactos de disparo del relé permanecen cerrados !.

A medida que incrementamos el valor del TIME DIAL, el relé opera con más retardo de tiempo a una misma corriente de falla. La curva t-I se traslada hacia arriba en el plano log-log (t-I) a medida que se incrementa el valor del TIME DIAL.

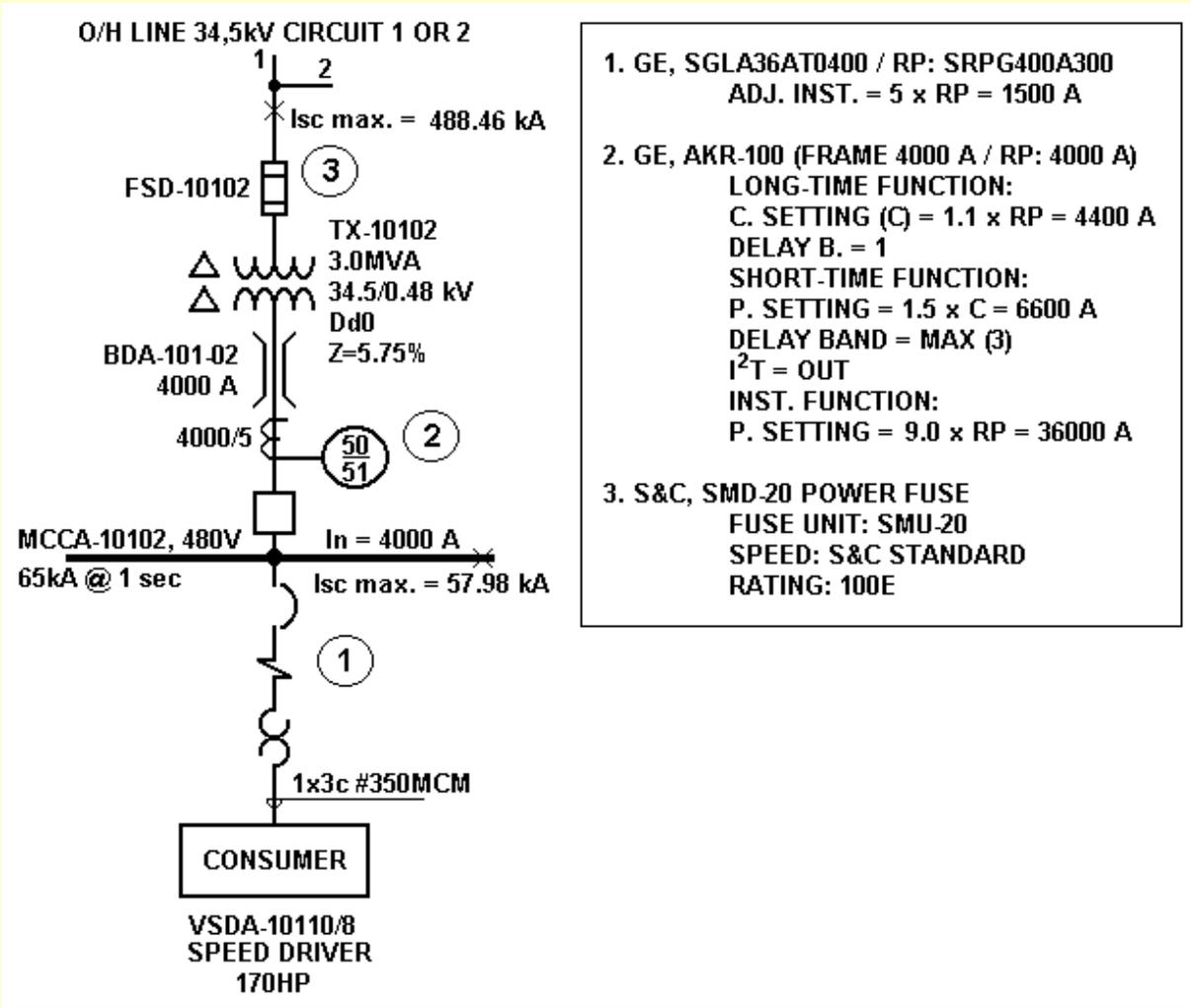
✧ Seleccione la escala de corriente más conveniente para cada gráfica. **Deben prepararse gráficas separadas para la coordinación de fase y tierra.**

✧ En la respectiva gráfica tiempo-corriente (log-log), dibuje:

- ✓ Las corrientes de cortocircuito que aplican.
- ✓ Las ampacidades y/o las corrientes de circulación obtenidas del Estudio de Flujo de Carga.
- ✓ Los puntos de daño y/o curvas de daño de los equipos protegidos.
- ✓ Comience por dibujar la carga más grande del nivel de tensión más bajo.

## PROCEDIMIENTO:

Comencemos con un caso sencillo, extraído del Proyecto Cerro Negro Upstream:



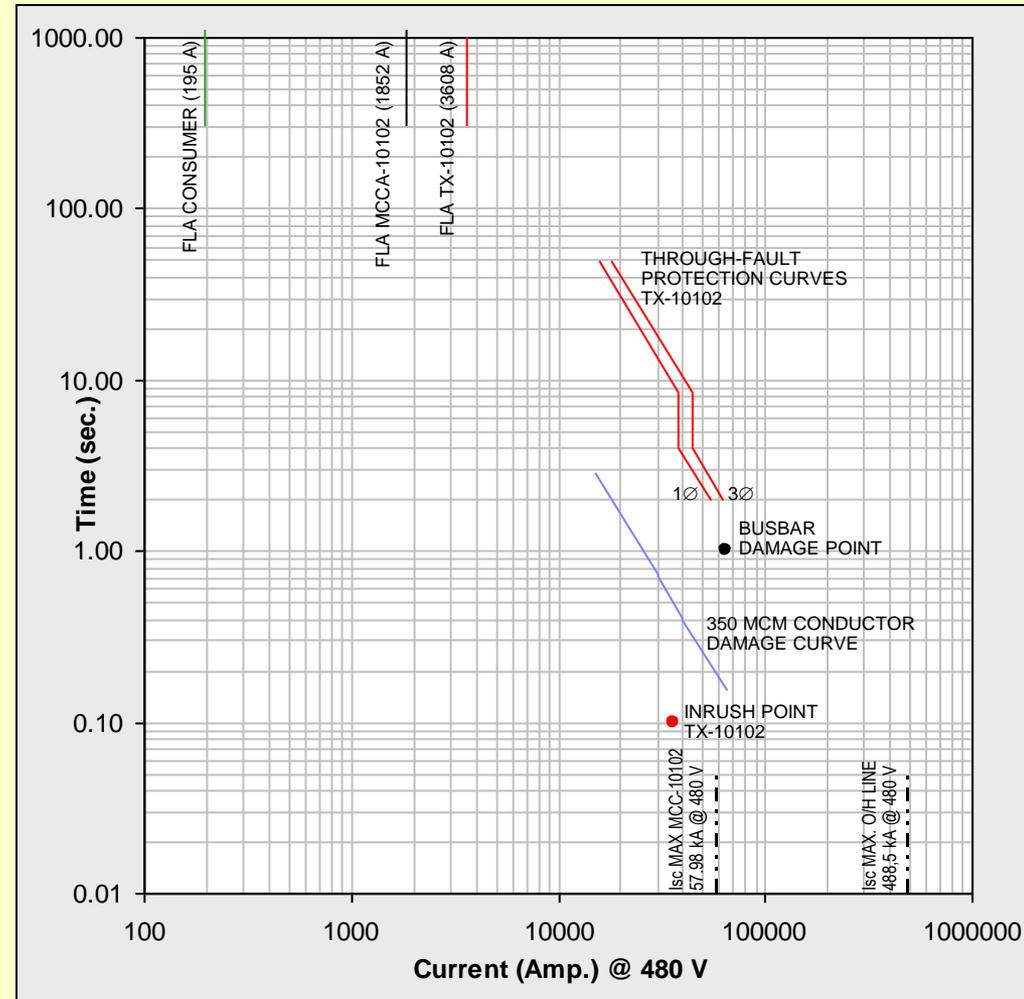


# COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

## PROCEDIMIENTO:

Comencemos con un caso sencillo, extraído del Proyecto Cerro Negro Upstream (cont.):

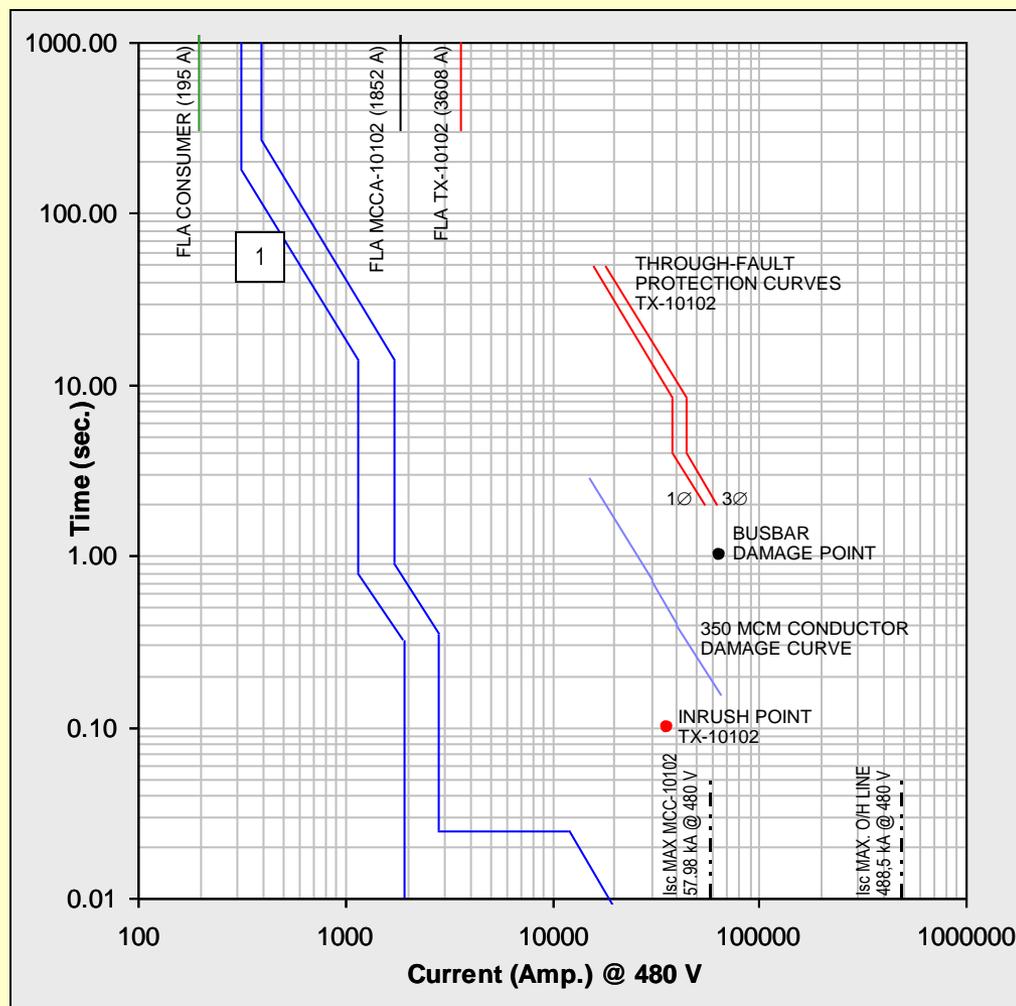
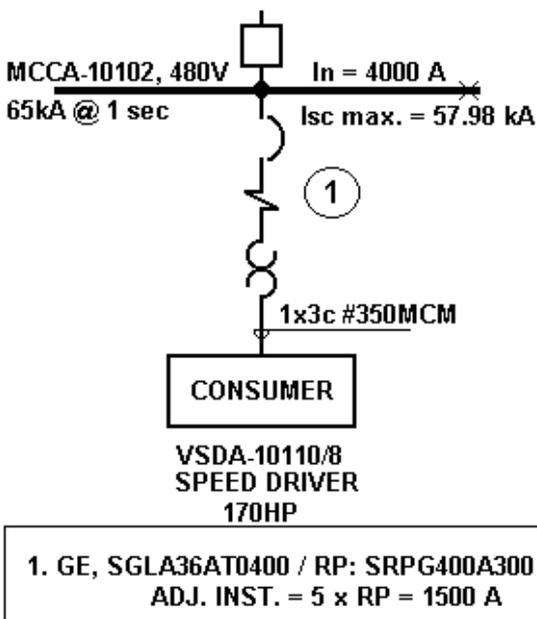
Coloquemos las corrientes relevantes, las curvas de daño, la corriente de inrush del transformador y las corrientes de cortocircuito, TODAS REFERIDAS AL LADO DE BAJA TENSIÓN (para no comparar peras con manzanas, todas las curvas y corrientes deben estar referidas a un mismo nivel de tensión).



## PROCEDIMIENTO:

Ahora ajustemos el interruptor de característica termo-magnética (identificado en el unifilar simplificado con el número 1):

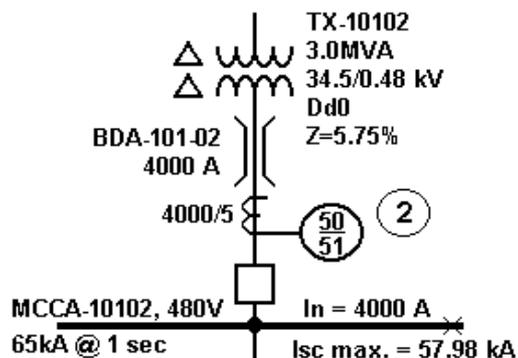
Esto se ha hecho con base a la tabla 430-152 del CEN y para proteger el cable 350 MCM (el motor posee sus propias protecciones en el VFD).



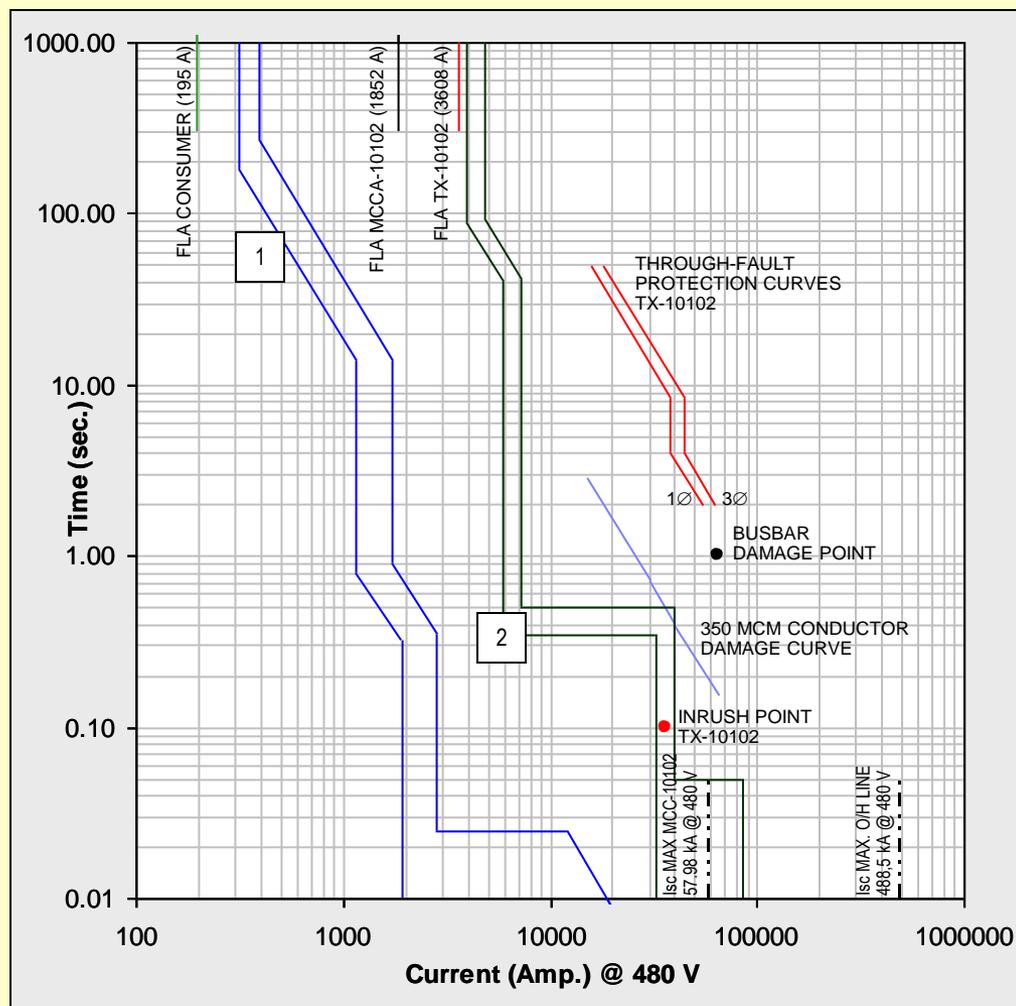
## PROCEDIMIENTO:

⌘ Ahora ajustemos la protección 50 / 51 asociada a la barra de 4000 A.:

Como puede observarse, se protege correctamente la barra (ver la posición de la BANDA (2) contra el punto de daño de la barra a la corriente de cortocircuito máxima esperada). También hay protección de respaldo para el cable 350 MCM.



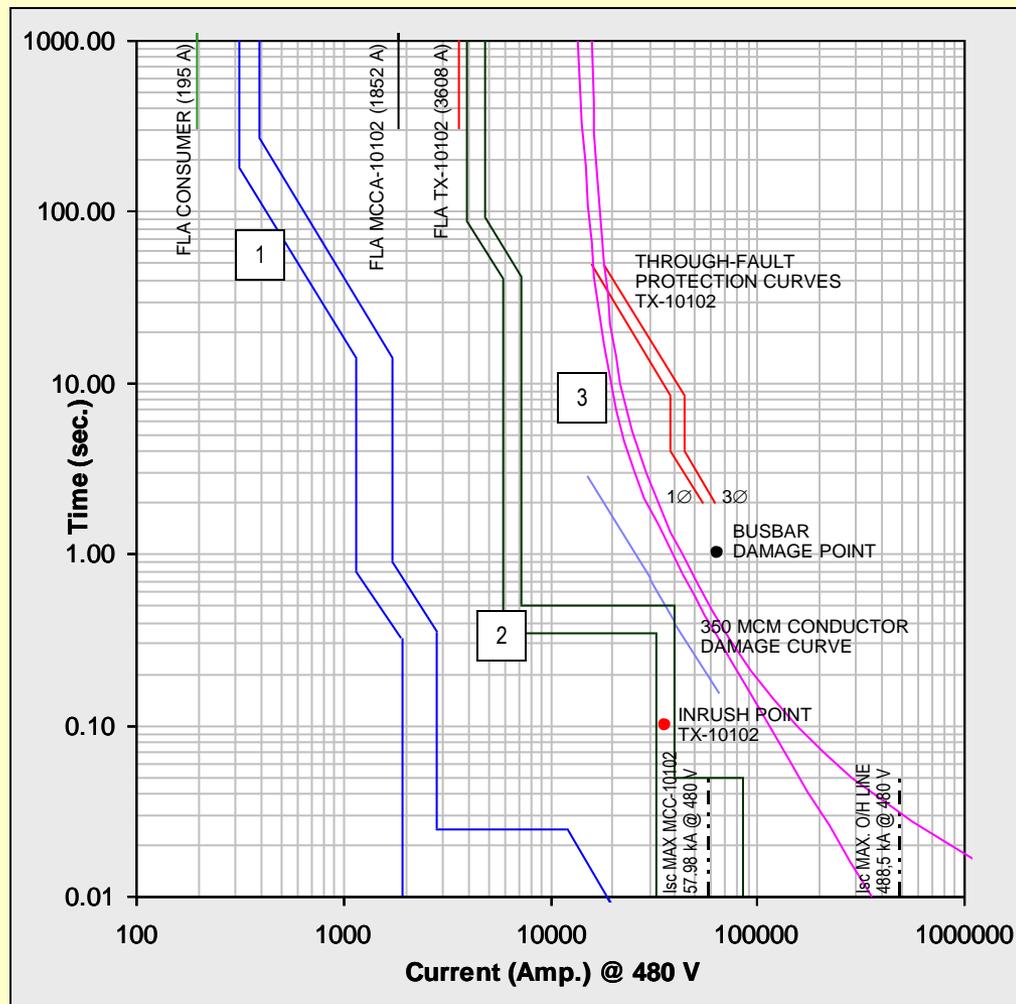
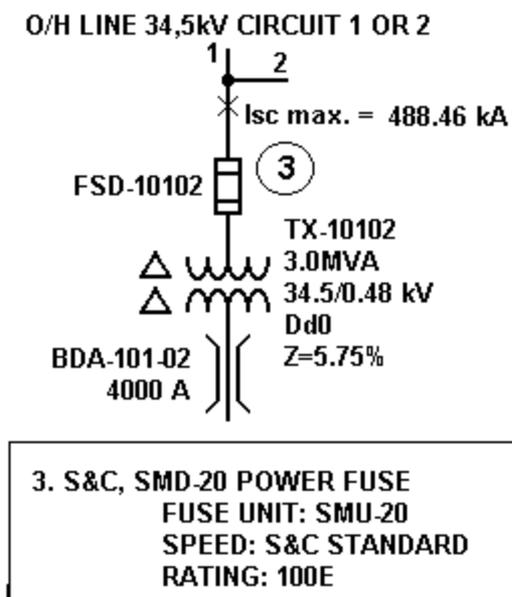
2. GE, AKR-100 (FRAME 4000 A / RP: 4000 A)  
LONG-TIME FUNCTION:  
C. SETTING (C) = 1.1 x RP = 4400 A  
DELAY B. = 1  
SHORT-TIME FUNCTION:  
P. SETTING = 1.5 x C = 6600 A  
DELAY BAND = MAX (3)  
I<sup>2</sup>T = OUT  
INST. FUNCTION:  
P. SETTING = 9.0 x RP = 36000 A



## PROCEDIMIENTO:

Ahora seleccionemos el fusible que protege al transformador.

Como puede observarse, se protege correctamente el transformador (la BANDA de operación del fusible cae debajo de la curva de daño 3-f en el rango de corrientes de interés, ofreciendo protección también a la barra secundaria y al ducto de barras.

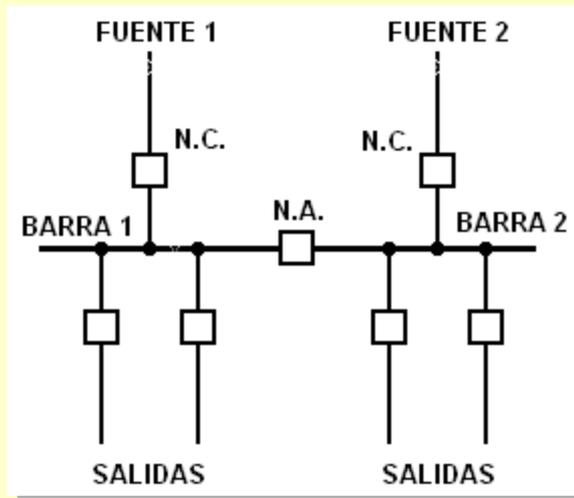
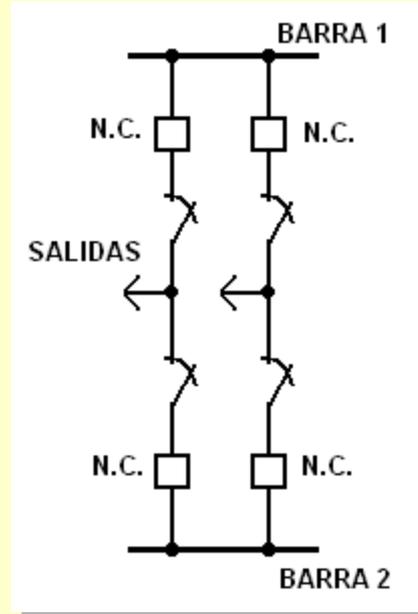
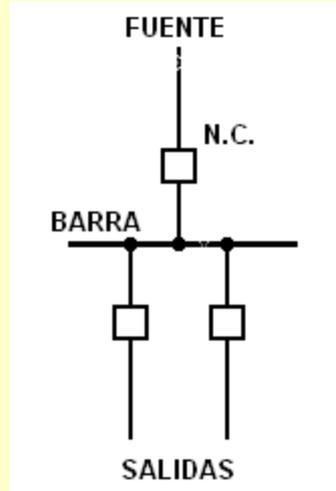
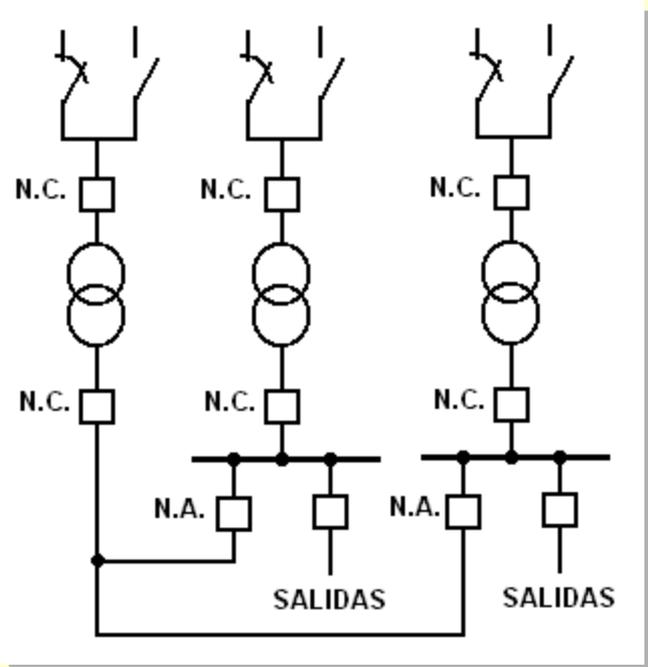


## PROCEDIMIENTO:

⇒ Definición de la topología y configuración de la red eléctrica

La configuración depende principalmente de los siguientes factores:

- Definición de cargas. Determinación de la demanda y su posible crecimiento.
- Definición de tensiones de servicio.
- Frecuencia, magnitud y forma previstos de crecimiento del sistema.

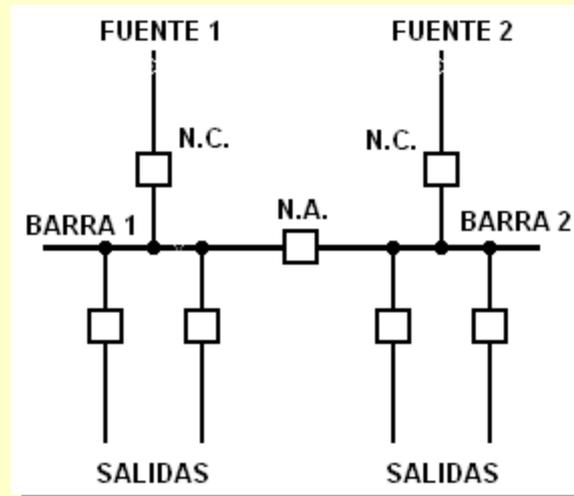
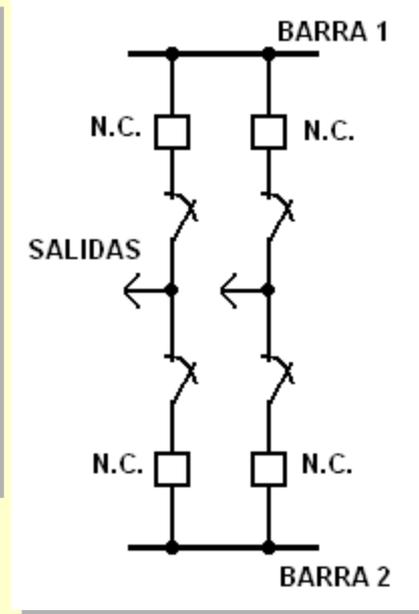
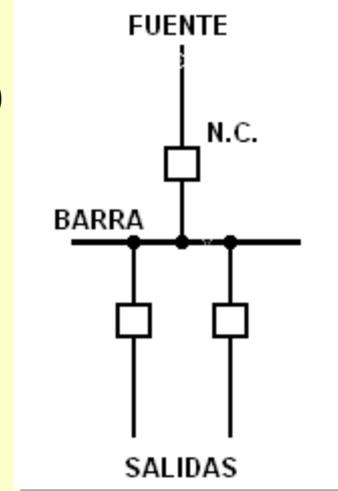
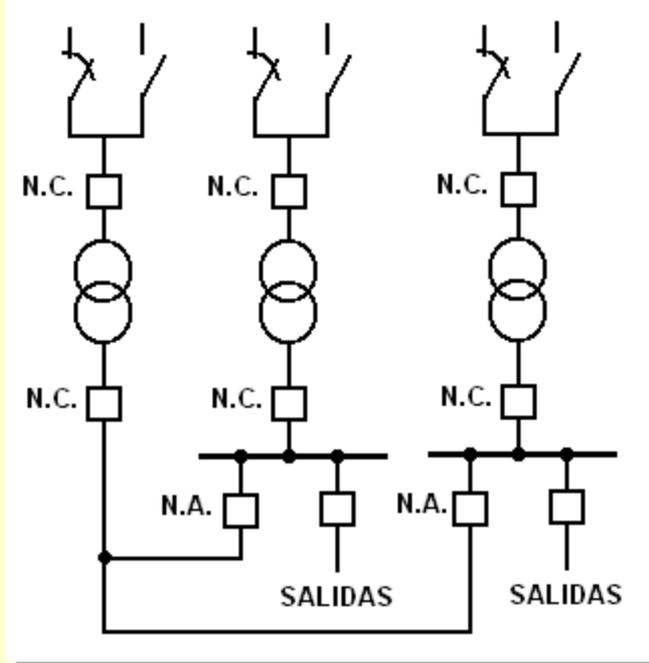


## PROCEDIMIENTO:

⇒ Definición de la topología-configuración de la red eléctrica (cont.)

La configuración depende principalmente de los siguientes factores (cont.):

- Disponibilidad y confiabilidad requeridas.
- Formas de alimentación requeridas/disponibles (aspecto fuertemente correlacionado con el aspecto anterior).

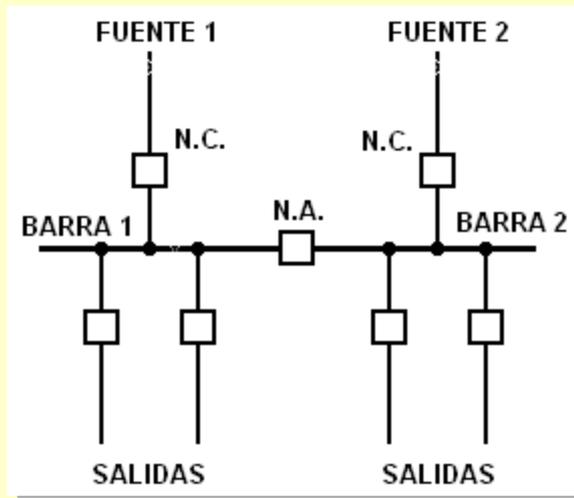
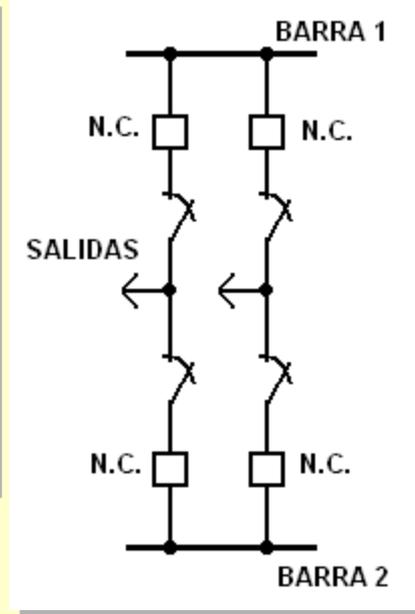
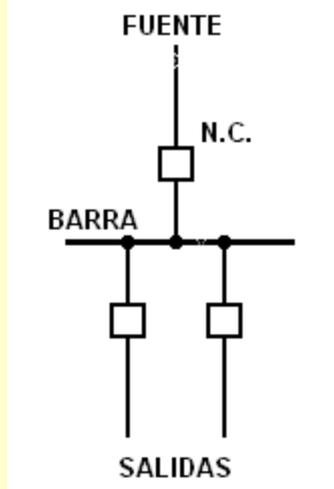
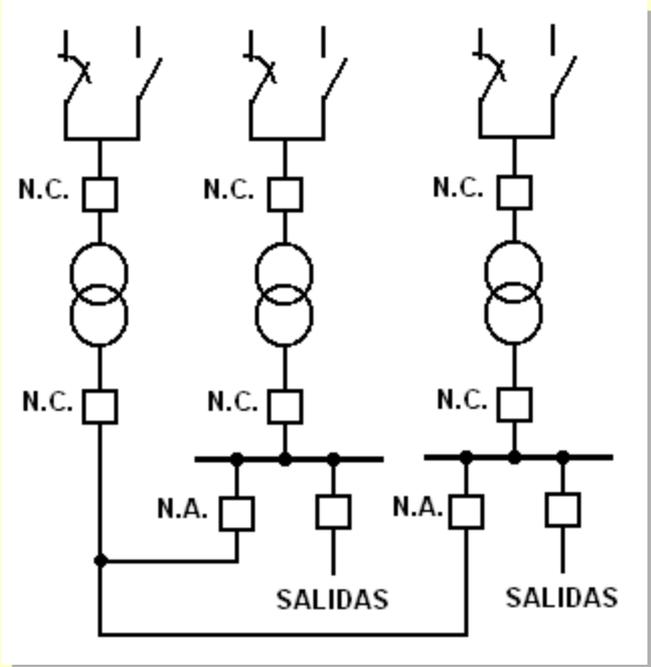


## PROCEDIMIENTO:

⇒ Definición de la topología-configuración de la red eléctrica (cont.)

La configuración depende principalmente de los siguientes factores (cont.):

- Relación costo-beneficio. Costo inicial y de mantenimiento.
- Especificaciones del Cliente.
- Regulaciones en materia de Ambiente y Seguridad.

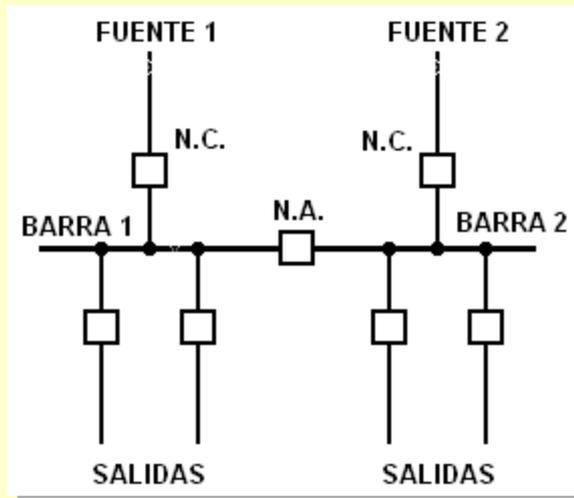
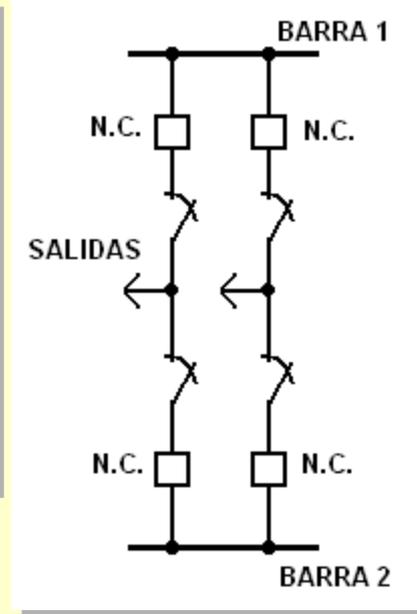
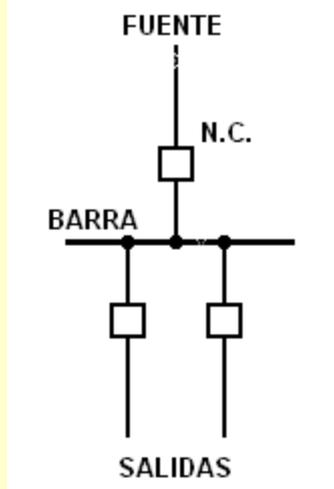
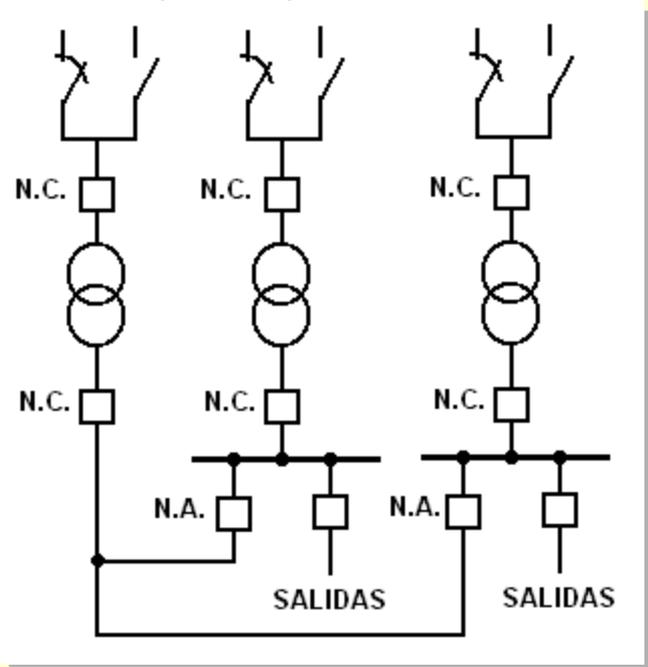


## PROCEDIMIENTO:

⇒ Definición de la topología-configuración de la red eléctrica (cont.)

La configuración depende principalmente de los siguientes factores (cont.):

- Normas y regulaciones técnicas aplicables.
- Consideraciones de Operación y Mantenimiento. Cultura corporativa. Forma de operación prevista.

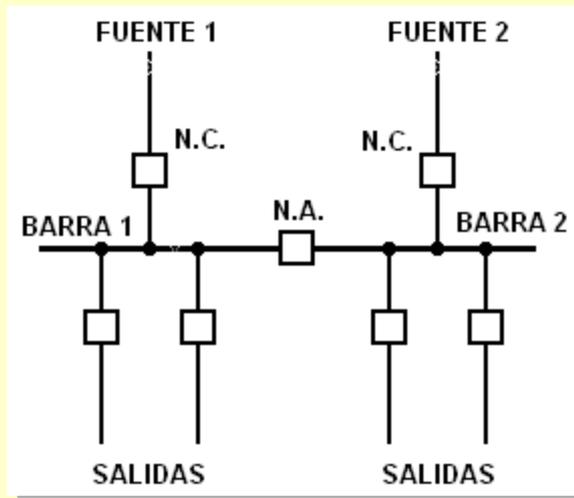
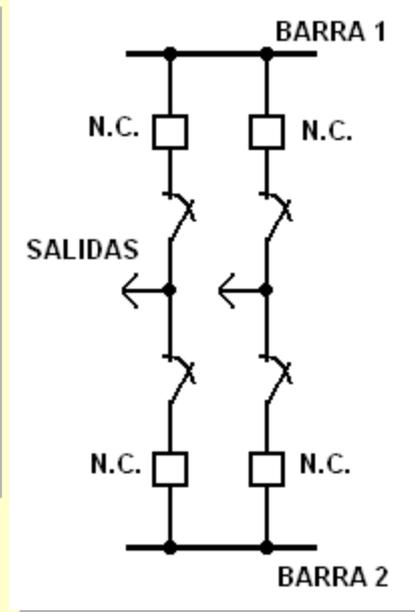
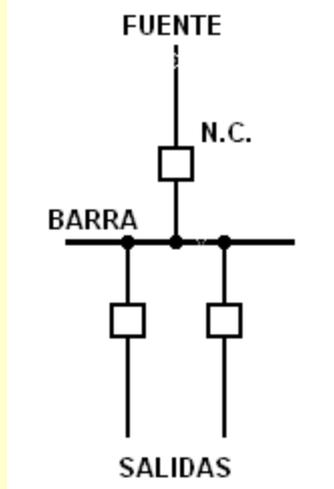
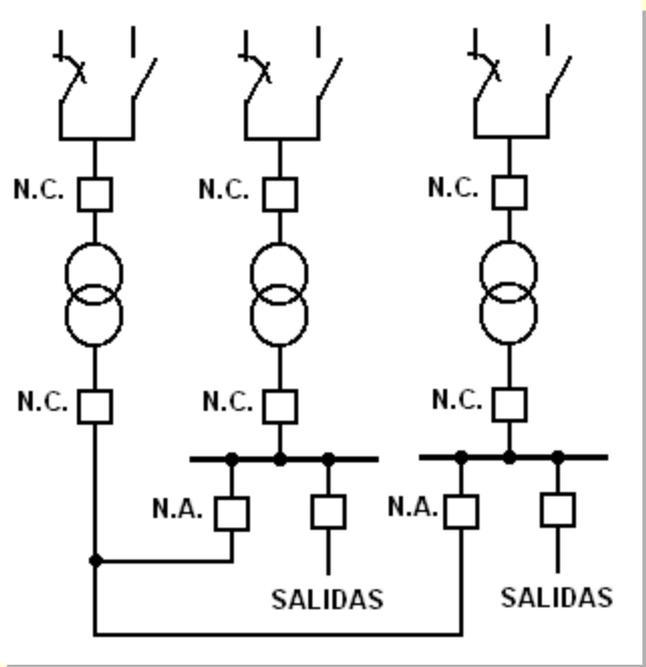


## PROCEDIMIENTO:

⇒ Definición de la topología-configuración de la red eléctrica (cont.)

La configuración depende principalmente de los siguientes factores (cont.):

- Esquema tarifario. Penalizaciones. Consideraciones de Armónicos.
- Requerimientos de Protección Eléctrica. Magnitud de corriente de fallas.
- Criticidad de las cargas. Tipos de cargas.

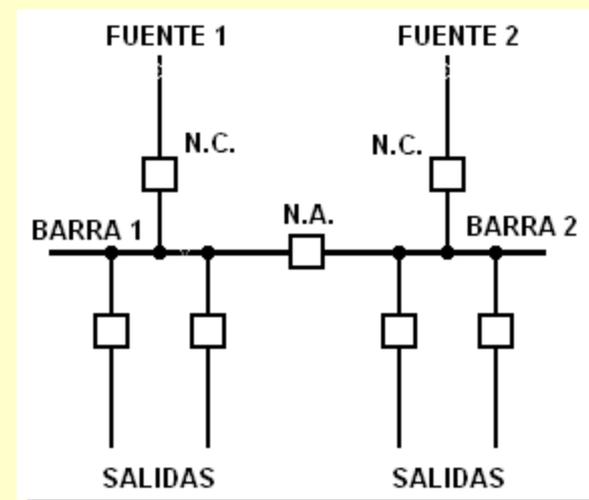
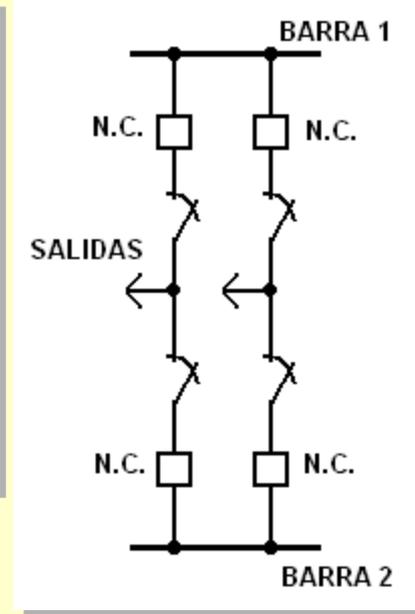
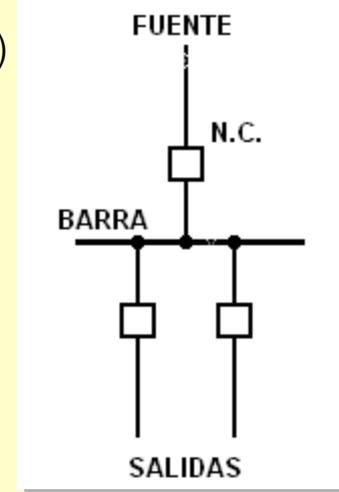
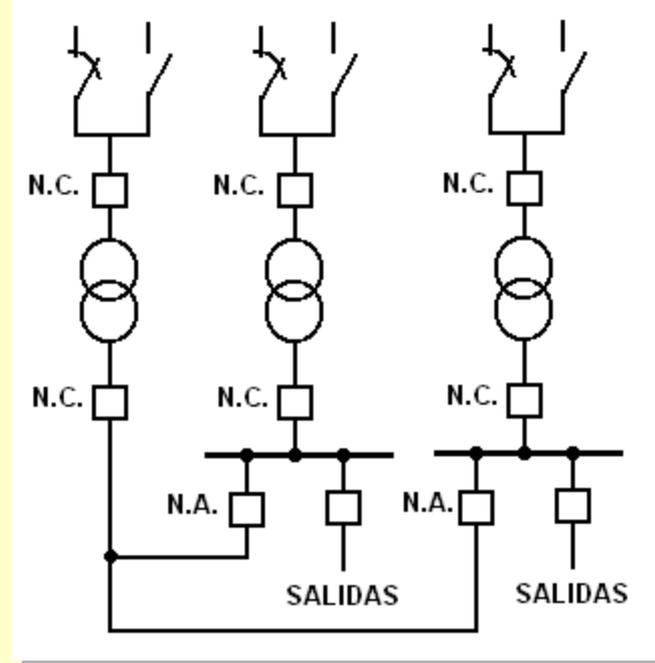


## PROCEDIMIENTO:

⇒ Definición de la topología-configuración de la red eléctrica (cont.)

La configuración depende principalmente de los siguientes factores (cont.):

- Sistemas de emergencia legalmente / operacionalmente requeridos.
- Requerimientos especiales relacionados con el Proceso Industrial servido.
- Requerimientos sísmicos. Clasificación de Áreas.

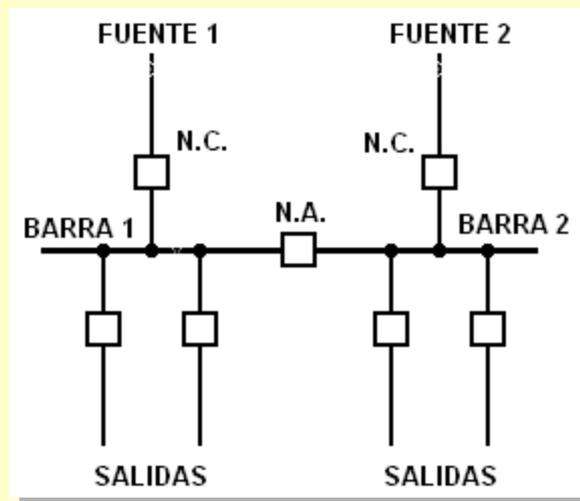
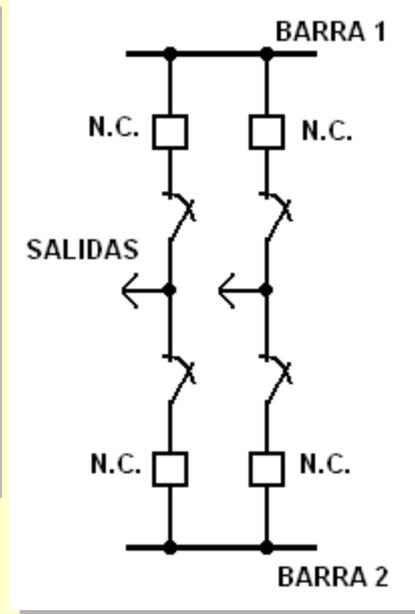
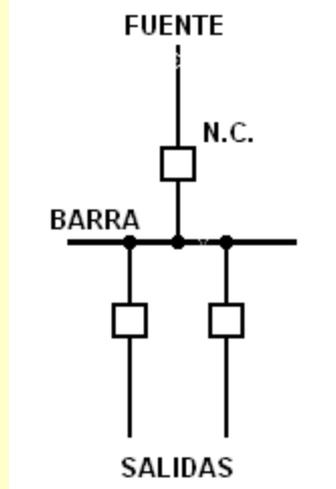
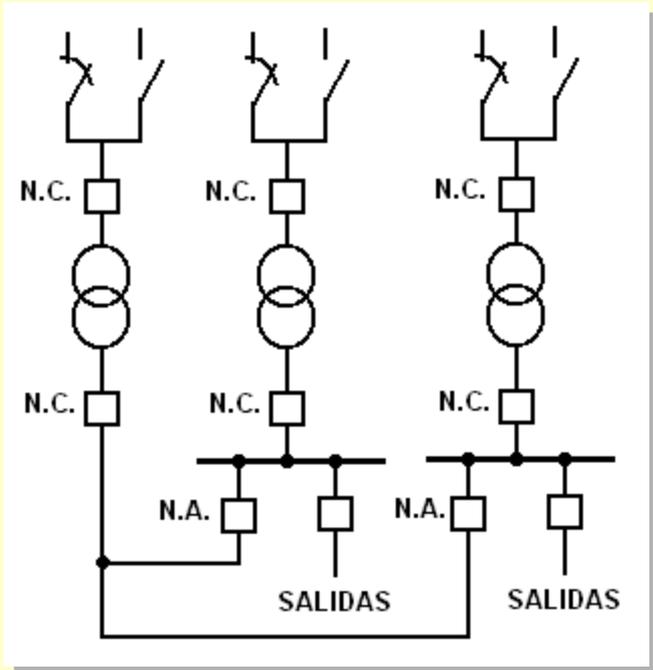


## PROCEDIMIENTO:

✦ Definición de las capacidades de los equipos mayores:

A través de:

- Preparación de la Lista de Cargas.
- Estudio de Flujo de Cargas.
- Estudio de Cortocircuito.
- Estudios transitorios y dinámicos (estabilidad del sistema, sobretensiones, necesidad de separar áreas y cómo).

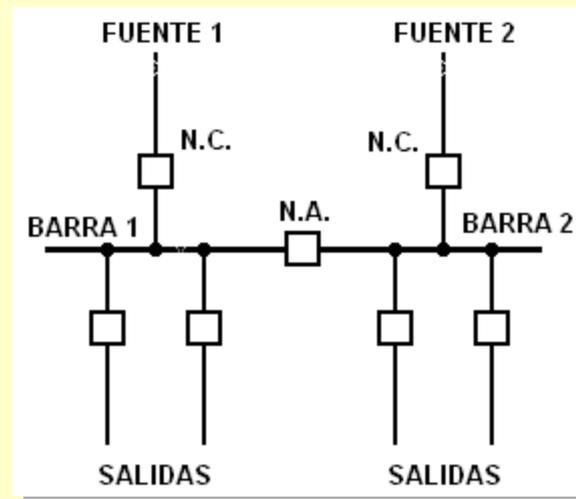
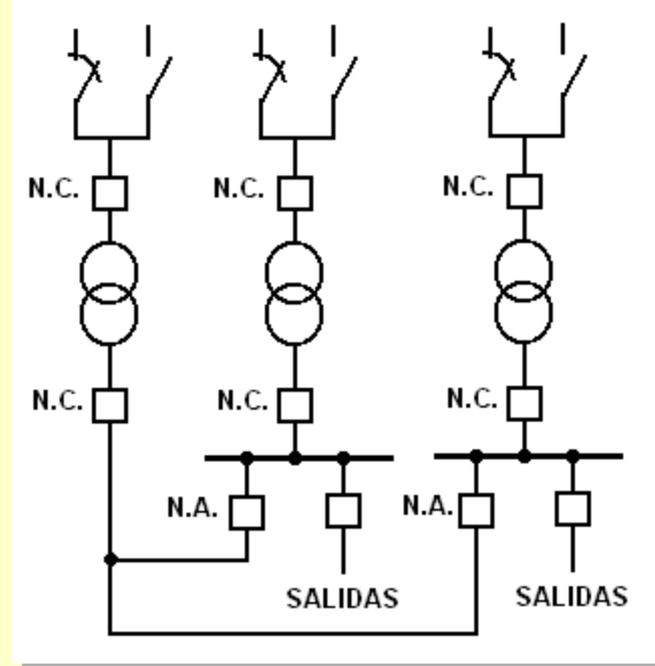
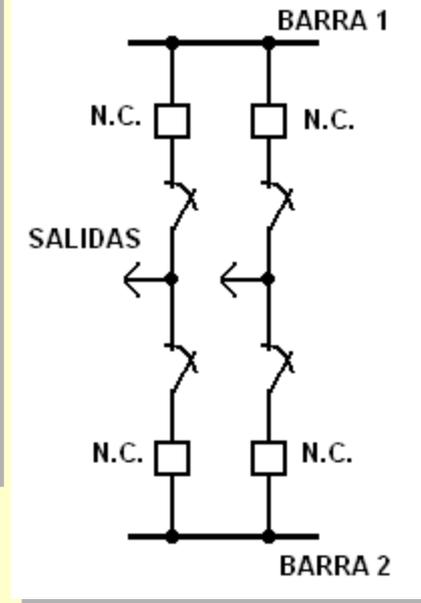
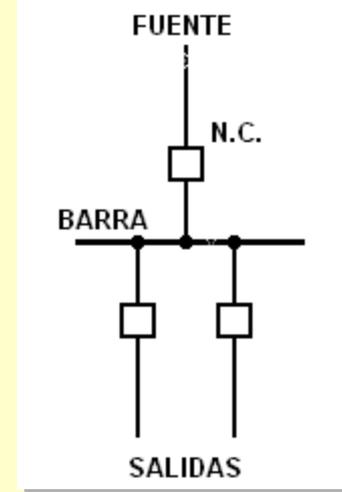


## PROCEDIMIENTO:

✦ Definición de las capacidades de los equipos mayores (cont.):

A través de (cont.):

- Estudio de perfiles de tensión en el sistema. Determinación de necesidades de compensación reactiva. Arranque de motores.
- Estudios de contenido armónico y mecanismos de mitigación en caso necesario.
- Normas regulaciones y leyes aplicables. Especificaciones y Requerimientos del Cliente.





# BIBLIOGRAFÍA



Departamento de  
Ingeniería Eléctrica

- EC&M Practical Guide to “Overcurrent Protection”. 1986.
- IEEE Std. 141-1993, “IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”.
- IEEE Std. 242-1986, “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.
- IEEE Std. C37.96-2000, “IEEE Guide for AC Motor Protection”.
- Lewis Blackburn, J., “Protective Relaying Principles and Applications”. Segunda Edición 1997.
- Lourido, Lisardo y José Ortíz, “Subestación tipo secundario Selectivo Esquema de Control y Protecciones”. 1994.
- Horowitz, Stanley y Arun G. Phadke, “Power System Relaying”. Segunda Edición 1995.
- PDVSA N-201 “Trabajos Eléctricos”.
- PDVSA N-252 “Especificación general para el diseño de Ingeniería Eléctrica”.