

ANEXO 15  
NORMA DE SISTEMA DE PROTECCIÓN EN  
SUBESTACIONES

	<b>INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD UEN TRANSPORTE ELECTRICIDAD</b>		<b>Código: TE- 2820-NO-56-001</b>
	<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>		<b>Versión: 1.0</b>
<b>Solicitud de Cambio No:</b>	<b>Elaborado por: Comité Técnico de Normalización Sistemas de Protección, Medición y Control</b>	<b>Aprobado por: Director General UEN Transporte Electricidad</b>	<b>Página 1/127</b>
			<b>Rige a partir de:</b>

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD**

**SECTOR ELECTRICIDAD**

**NORMA DE DISEÑO SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

**PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**CODIGO TE-2820-NO-56-001**

**Elaborado por:**

**Comité Técnico de Normalización Sistemas de Protección y Medición.**

**2008**



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>ESQUEMA DE PROTECCIONES .....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
1.1	DEFINICIONES BÁSICAS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
1.1.1	<i>Función de la protección.....</i>	7
1.1.2	<i>Tipos de perturbaciones .....</i>	7
1.1.3	<i>Protección primaria 1 y 2 .....</i>	7
1.1.4	<i>Protección de respaldo.....</i>	8
1.1.5	<i>Esquema de protección .....</i>	8
1.1.6	<i>Propiedades de las protecciones.....</i>	9
1.1.7	<i>Definiciones de operación de protecciones.....</i>	9
1.1.8	<i>Economía .....</i>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.2	REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN .....	10
1.2.1	<i>Clasificación de elementos de la red de transmisión por sus requerimientos de protección.....</i>	10
1.2.2	<i>Requerimientos de protección de los elementos críticos.....</i>	11
1.3	REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS SEMICRÍTICOS.....	12
1.4	REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS NO CRÍTICOS .....	12
1.4.1	<i>Selectividad .....</i>	12
1.4.2	<i>Tiempo de operación.....</i>	12
1.5	OTROS REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN PARA ELEMENTOS CRÍTICOS, SEMICRÍTICOS Y NO CRÍTICOS .....	13
<b>2</b>	<b>SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE LINEAS CRITICAS .....</b>	<b>13</b>
2.1	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 Y 2 (P1 Y P2) .....	13
2.2	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO LOCAL .....	19
2.3	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTO .....	21
2.4	OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS DE LÍNEAS CRÍTICAS .....	
2.5	SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE LINEAS SEMICRITICAS .....	21
2.6	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 Y 2.....	21
2.7	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTO .....	22
2.8	OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS DE LÍNEAS SEMICRÍTICAS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
2.9	SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE LINEAS NO CRITICAS .....	22
2.10	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 .....	23
2.11	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PRIMARIA 2 .....	23
2.12	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTO .....	24
<b>3</b>	<b>SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE BARRAS CRITICAS.....</b>	<b>24</b>



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

3.1	BARRAS CRÍTICAS SIMPLES .....	24
3.2	BARRAS CRÍTICAS DOBLES CON INTERRUPTOR DE ENLACE .....	24
3.3	BARRAS CRÍTICAS CON CONFIGURACIÓN DE INTERRUPTOR Y MEDIO .....	25
3.4	CONFIGURACIONES DE BARRAS CRÍTICAS QUE INCLUYEN BARRA AUXILIAR.....	30
3.5	OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS DE BARRAS CRÍTICAS .....	30
3.6	SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE BARRAS SEMICRITICAS Y NO CRITICAS .....	31
3.7	CONCLUSIÓN.....	31
<b>4</b>	<b>SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES.....</b>	<b>32</b>
4.1	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 .....	32
4.2	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PRIMARIA 2 .....	32
4.3	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS.....	33
4.4	OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES .....	33
4.4.1	<i>OTRAS CONSIDERACIONES EN PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....</i>	<i>35</i>
<b>5</b>	<b>SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE REACTORES.....</b>	<b>41</b>
5.1	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 .....	41
5.2	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PRIMARIA 2 .....	41
5.3	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS A TIERRA.....	42
5.4	OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS DE REACTORES.....	42
<b>6</b>	<b>SUPERVISIÓN DEL CANAL DE DISPARO.....</b>	<b>42</b>
<b>7</b>	<b>TRASFERENCIA DE PROTECCIONES .....</b>	<b>43</b>
<b>8</b>	<b>LOCALIZACION DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>43</b>
<b>9</b>	<b>PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS INTERRUPTORES.....</b>	<b>43</b>
<b>10</b>	<b>PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN. ....</b>	<b>44</b>
<b>11</b>	<b>REQUERIMIENTOS PARTICULARES DE LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.....</b>	<b>45</b>
11.1	RELEVADORES .....	45
11.2	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	45
11.3	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	47
11.4	INTERRUPTORES .....	48
11.5	SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.....	48
11.6	FUENTES DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE DIRECTA .....	49



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

11.7	SECCIONADORAS.....	54
<b>12</b>	<b>OTROS ASPECTOS ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>54</b>
12.1	CONFIGURACIONES DE BARRAS.....	54
12.2	DUPLICIDAD DE ELEMENTOS .....	54
12.3	RELEVADORES AUXILIARES DE DISPARO Y BLOQUEO (86).....	55
12.4	LOCALIZACIÓN DE FALLAS.....	55
12.5	REGISTRO OSCILOGRÁFICO .....	55
12.6	SINCRONIZACIÓN.....	57
<b>13</b>	<b>APENDICE.....</b>	<b>60</b>
13.1	NORMALIZACION DE REGLETAS – TABLEROS DE PROTECCION .....	61
13.1.1	<i>Protección de impedancia (21) .....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
13.1.2	<i>Protección de sobrecorriente (51) .....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
13.1.3	<i>Protección de falla del interruptor (51 bf).....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
13.1.4	<i>Protección de supervisión de frecuencia (81).....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
13.1.5	<i>Protección diferencial del transformador (87t) .....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
13.1.6	<i>Protección de verificación del canal de disparo (98).....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

## **0. INTRODUCCION**

La Norma para el Diseño de Sistemas de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión resume la aplicación de los conceptos básicos en la metodología de diseño en esta área, con base en las mejores prácticas desarrolladas por los equipos de trabajo en las diferentes dependencias relacionadas con el diseño, montaje y mantenimiento del mismo.

Para la elaboración de esta norma se tomaron como base los siguientes insumos:

- 1) El documento sobre Reconstrucción y Normalización de Subestaciones, recopilado por el área de Protección y Medición.
- 2) Consultoría para la elaboración del Diagnóstico del Sistema de Protecciones de la Red de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado, del Dr. Héctor Altuve Ferrer; la cual fue coordinada por el área de Protección y Medición de la U.E.N. Transporte Electricidad.
- 3) Revisión final al documento realizada por los miembros del Comité Técnico de Normalización Sistemas de Protección y Medición y el Comité Técnico de Protección y Medición de la UEN Transporte Electricidad.

La utilización de esta Norma permitirá impulsar la normalización y la optimización del proceso, a fin de racionalizar recursos tanto materiales, tecnológicos y humanos. De igual manera establecer un alto índice de rendimiento en lo que a Estabilidad y Seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia se refiere.

La importancia de esta norma estará en función de la utilización y el apoyo que se le brinde y al mismo tiempo del respaldo y compromiso de las jefaturas superiores al solicitar su acatamiento y uso obligatorio, y también de las mejoras adicionales que con el uso se le introduzcan.



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**

### **1. PROPÓSITO:**

Esta norma tiene como propósito establecer las reglas generales que determinan el Diseño de los Sistemas de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión, determina las condiciones de ejecución de las actividades operativas de este diseño a las cuales se deben ajustar las acciones de los equipos de trabajo.

### **2. ALCANCE:**

Esta norma es de acatamiento obligatorio para las áreas, funcionarios y entes externos cuyas actividades estén relacionadas con los sistemas de protección de líneas de transmisión y subestaciones y que forman parte de las siguientes organizaciones:

**Unidad Estratégica de Negocios Transporte Electricidad (UEN TE),**

**Unidad Estratégica de Negocios Proyectos y Servicios Asociados (UEN PySA).**

**Clientes internos y externos, proveedores y constructores de obras ICE.**

### **3. DOCUMENTOS APLICABLES:**

<b>CÓDIGO</b>	<b>TÍTULO</b>
	Diagnóstico del Sistema de Protecciones de la Red de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado, del Dr. Héctor Altuve Ferrer
	Reconstrucción y Normalización de Subestaciones



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

#### 4. RESPONSABILIDADES

Las responsabilidades se describen a lo largo de los requisitos que la norma establece para las dependencias y grupos involucrados.

#### 5. TÉRMINOS, SIMBOLOS Y ABREVIATURAS:

##### 5.1 Función de la protección

La operación de un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) debe ser controlada tanto en el estado estable (sistemas de control de frecuencia y voltaje, por ejemplo), como en el estado transitorio resultante de grandes perturbaciones del sistema (provocadas por cortocircuitos, disparos de generadores, líneas de transmisión o transformadores, entre otras causas).

La función de la protección es detectar los estados de operación anormal y de falla en el sistema eléctrico, liberando estos estados en el menor tiempo posible y con la menor afectación.

Una segunda función de la protección es dar información del tipo y localización de la perturbación.

##### 5.2 Tipos de perturbaciones

Las perturbaciones son cambios abruptos del estado del sistema que provocan procesos transitorios de consideración. No entran en este concepto las variaciones de la carga que continuamente tienen lugar en la operación normal del SEP.

Entre las perturbaciones del SEP están las fallas, que pueden ser en derivación (cortocircuitos y contactos monofásicos con tierra a través de alta impedancia) y fallas serie (fases abiertas u operación incompleta de interruptores, por ejemplo). Existen otros tipos de perturbaciones, como las provocadas por la desconexión de elementos del SEP o los problemas asociados con la estabilidad del sistema.

##### 5.3 Protección primaria 1 y 2

Las protecciones primaria 1 y 2 son la primera línea de defensa de un elemento del SEP. Cuentan con una zona de protección primaria, que incluye a la totalidad del



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

elemento protegido, y que tiene la significación de que un cortocircuito en esa zona provoca la apertura de todos los interruptores incluidos en ella, y la consiguiente desconexión del elemento protegido en el menor tiempo posible. La protección primaria 2 implica la necesidad de duplicar elementos de los sistemas de protección para evitar fallos en modo común con la protección primaria 1. Se duplican por lo general los relevadores, los núcleos y devanados de los transformadores de corriente y potencial, las fuentes de alimentación de corriente directa para el disparo y los cables de control. No se duplican los interruptores por su elevado costo, lo que se resuelve con una protección de respaldo de fallo de interruptor (50BF) en una configuración de barras apropiada.

#### **5.4 Protección de respaldo**

Es la función de la protección que opera en caso de que las protecciones primarias 1 y 2 no hayan cumplido correctamente su función.

La protección de respaldo debe tener retardo de tiempo para permitir la operación normal de las protecciones primarias, y solo operar cuando aquellas fallan. La protección de respaldo puede ser remota o local. El respaldo remoto es aquel que se brinda desde una subestación distinta a la de la protección primaria. El respaldo local es el que se brinda en la subestación en que se ubica la protección primaria.

#### **5.5 Esquema de protección**

Un esquema de protección es el conjunto de dispositivos, equipos y otros elementos necesarios para detectar un cortocircuito, o cualquier otra perturbación para la que esté diseñado y que ocurra dentro de su zona de protección, y para desconectar el elemento fallado. En la red de transmisión del SEP un esquema de protección incluye relevador (es), interruptor(es), transformadores de corriente y de potencial, fuente(s) de alimentación de corriente directa, canal(es) de comunicación, cableado de control y elementos auxiliares.

#### **5.6 Sistema de eliminación de fallas**

Un sistema de eliminación de fallas es la configuración completa de protección de un elemento del SEP y puede estar compuesto por uno o varios esquemas de



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

protección. En el caso de las líneas de transmisión se tiene un sistema de eliminación de fallas en cada Terminal.

### 5.7 Sistema de respaldo local:

El sistema de respaldo local consiste en respaldar todos los componentes de una subestación de forma que la falla de un componente sea cubierto por otro dentro de la misma subestación. Se duplican por lo general los relevadores, los núcleos y devanados de los transformadores de corriente y potencial, las fuentes de alimentación de corriente directa, los canales de disparo y todos los cables de control que interconecten los equipos. Para la falla del interruptor se deberá realizar un estudio que justificara el sistema de barras apropiado y el uso de relés de falla de interruptor (50BF). Para definir hasta donde se duplican los sistemas debe hacerse un análisis de fallas en cada componente y ver su impacto en el sistema de eliminación de fallas de forma que nunca existan elementos cuya falla sea común a ambos sistemas. Este tipo de falla se le conocerá como fallas de modo común.

### 5.8 Propiedades de las protecciones

- a. **Selectividad:** Es la propiedad de eliminar el disturbio mediante la desconexión del menor número de elementos, durante el menor tiempo posible. Esto garantiza afectar lo menos posible la continuidad de servicio del sistema.
- b. **Velocidad de operación:** Es la propiedad de desconectar el elemento protegido en el menor tiempo posible.
- c. **Sensibilidad:** Es la propiedad de detectar perturbaciones que provoquen variaciones pequeñas de los parámetros de la red.
- d. **Confiabilidad:** Es la propiedad de garantizar un funcionamiento correcto de la protección. Incluye la capacidad de la protección de operar cuando se requiere (dependabilidad), y la capacidad de no operar incorrectamente (seguridad).

### 5.9 Definiciones de operación de protecciones

- a) **Operación correcta:** Acción de desconexión del elemento protegido en respuesta correcta a una perturbación.



- b) **Operación incorrecta:** Acción de desconexión innecesaria del elemento protegido. Puede ocurrir en ausencia de perturbación, o durante una perturbación externa al elemento protegido. La seguridad de una protección expresa su capacidad de no operar incorrectamente.
- c) **Fallo de operación:** Situación en que la protección no desconecta a su elemento protegido cuando debe hacerlo. La dependabilidad de una protección expresa su capacidad de no fallar de operar.
- d) **Funcionamiento incorrecto:** Cualquier operación incorrecta o fallo de operación de una protección. La confiabilidad de una protección expresa su capacidad de no funcionar incorrectamente.

## 6. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO O CONTENIDO

### 6.1 REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

#### 6.1.1 Clasificación de elementos de la red de transmisión por sus requerimientos de protección.

Desde el punto de vista de protecciones, los elementos de la red de transmisión se dividen en críticos, semicríticos y no críticos, atendiendo al impacto de la pérdida de este componente en el Sistema Eléctrico Nacional”.

**Elementos críticos:** Son aquellos cuya pérdida como resultado de un cortocircuito puede provocar un colapso del sistema o la pérdida de un volumen importante de carga con grandes clientes del ICE incorporados.

**Elementos semicríticos:** Son los elementos conectados directamente a subestaciones críticas y requieren un esquema especial (redundancia y comunicaciones)

**Elementos no críticos:** Son aquellos cuya pérdida por un cortocircuito no llegará a provocar un colapso del sistema o una pérdida importante de carga.

La clasificación de los elementos en estas tres categorías debe hacerse basándose en estudios de comportamiento estable y transitorio del SEP ante diversas contingencias asociadas a esos elementos (cortocircuitos, desconexiones, etc.). Es de particular importancia la realización de estudios de estabilidad para determinar tiempos críticos de eliminación de fallas. La clasificación correspondiente a un determinado elemento puede



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

cambiar con el tiempo, debido al desarrollo del sistema. Se recomienda hacer evaluaciones periódicas de los elementos del sistema, y también hacerlo en estudios de su desarrollo perspectivo. Otro aspecto importante que se debe tomar en cuenta para establecer esta clasificación es el aspecto de calidad de la onda suministrada, donde las depresiones de voltaje y su tiempo de duración son claves en los niveles de producción de los grandes clientes del ICE.

### 6.1.2 Requerimientos de protección de los elementos críticos

- a. **Selectividad:** En los elementos críticos debe asegurarse la selectividad de la protección ante cortocircuitos aún en caso de fallo de un elemento de un sistema de protección. Esto implica garantizar la operación correcta de la protección primaria en estas condiciones, excepto en los casos descritos en el punto c.
- b. **Tiempo de operación:** El tiempo de eliminación de fallas en los elementos críticos será el de la protección primaria, inferior a 100 ms, aún en caso de fallo de un elemento del sistema de protección. Se exceptúan los casos descritos en el punto c.
- c. **Excepciones a los requerimientos de protección de los elementos críticos**
  1. Cuando falla de operar un interruptor, el tiempo de eliminación de fallas será el de la protección de respaldo local (inferior a 300 ms), excepto en el caso de fallas localizadas entre el transformador de corriente y el interruptor.
  2. Para cortocircuitos localizados entre el transformador de corriente y el interruptor, el tiempo de eliminación de fallas será el de la protección de respaldo local (diferencial de barras), excepto cuando el elemento que falla es la protección de respaldo de fallo de interruptor o el propio interruptor. En este caso el tiempo será el de la protección de respaldo remoto (inferior a 500 ms).
  3. Para cortocircuitos en barras, si falla de operar la protección diferencial, el tiempo de eliminación de fallas será el de la protección



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

de respaldo remoto (inferior a 500 ms, correspondiente a las segundas zonas de los extremos remotos de las líneas conectadas a la barra).

## 6.2 REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS SEMICRÍTICOS

- 6.2.1 **Selectividad:** En los elementos semicríticos debe asegurarse la selectividad de la protección ante cortocircuitos aún en caso de fallo de un elemento de un sistema de protección. Esto implica garantizar la operación correcta de la protección primaria en estas condiciones.
- 6.2.2 **Tiempo de operación:** El tiempo de eliminación de fallas en los elementos semicríticos será el de la protección primaria, es decir, inferior a 100 ms, aún en caso de fallo de un elemento del sistema de protección.
- 6.2.3 **Esquema de protección:** Los elementos semicríticos deben contar con redundancia del sistema de protección en todas las líneas conectadas a las subestaciones críticas. Además de contar con las comunicaciones necesarias para complementar el esquema.

## 6.3 REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS NO CRÍTICOS

- 6.3.1 **Selectividad:** En los elementos no críticos debe asegurarse la selectividad de la protección ante cortocircuitos en ausencia de fallos de operación del sistema de protección.
- 6.3.2 **Tiempo de operación:** El tiempo de eliminación de fallas en los elementos no críticos será el de la protección primaria (inferior a 100 ms) para fallas localizadas hasta el 80 - 90% de la línea, y será inferior a 500 ms, correspondiente a la segunda zona de la protección de distancia, para fallas en la parte final de la línea. Para cortocircuitos monofásicos a tierra pueden tolerarse mayores tiempos de eliminación de fallas.
- 6.3.3 **Esquema de protección:** Ya que la pérdida de estos componentes para el sistema pueden ser respaldados por la subestaciones remotas, en estas subestaciones es suficiente un esquema de protección. Sin embargo todos los



componentes de la subestación (líneas, barras, transformadores) deben tener zona de protección primaria.

#### **6.4 OTROS REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN PARA ELEMENTOS CRÍTICOS, SEMICRÍTICOS Y NO CRÍTICOS**

- a. En líneas de enlace las fallas monofásicas a tierra se eliminarán con disparo monopolar de interruptores seguido de recierre automático. Si la falla persiste, se eliminará mediante el disparo tripolar de interruptores, y se bloqueará el recierre. Para fallas trifásicas se aplicará el disparo tripolar sin recierre.
- b. En líneas radiales las fallas se eliminarán con disparo tripolar de interruptores, seguido de un único recierre.
- c. El sistema de eliminación de fallas de cada elemento de la red de transmisión debe asegurar la detección de cortocircuitos monofásicos a tierra de no menos de  $30 \Omega$  de resistencia de falla.

#### **6.5 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE LINEAS CRÍTICAS**

El sistema de eliminación de fallas de líneas críticas estará compuesto por los siguientes esquemas de protección:

1. Esquema de protección primaria 1.
2. Esquema de protección primaria 2.
3. Esquema de protección de respaldo local.
4. Esquema de protección de respaldo remoto.

#### **6.6 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 Y 2 (P1 y P2)**

Ambos esquemas deben ser protecciones tipo piloto, que intercambian información a través de un canal de comunicación y aseguran una operación instantánea para cortocircuitos en la línea protegida. Se admiten las siguientes alternativas de principios de operación:



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

- a. Comparación direccional con relevadores de distancia.
- b. Comparación de fase.
- c. Diferencial de línea con canal de fibra óptica.

Los dos esquemas de protección primaria deben:

- a. Tener distintos principios de operación.
- b. Utilizar canales de comunicación independientes.
- c. Recibir señales desde devanados secundarios diferentes de los transformadores de corriente y de potencial. Excepcionalmente podrán conectarse al mismo devanado secundario del transformador de potencial, pero utilizando conductores y termomagnéticos independientes.
- d. Recibir alimentación de corriente directa desde baterías diferentes. Excepcionalmente podrán conectarse a la misma batería, pero utilizando conductores y fusibles independientes.
- e. Actuar sobre bobinas de disparo diferentes del interruptor. La protección primaria uno (P1) actúa sobre la **bobina de disparo** del interruptor y la protección primaria dos (P2) actúa sobre la **bobina de control** del interruptor. Ambos canales de disparo deben ser monitoreados por medio de supervisores de canal de disparo (74TC). Su distribución será de la siguiente forma:

Interruptor con 2 bobinas: Bobina Apertura = P2 + mandos + 87B

Bobina Disparo = P1

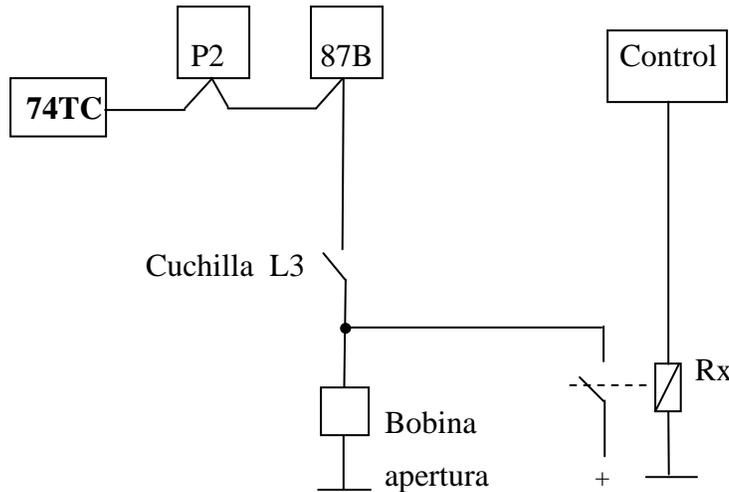
Interruptor con 3 bobinas: Bobina Apertura = Mandos

Bobina Disparo 1 = P1

Bobina Disparo 2 = P2 + 87B



### 6.6.1 Respecto a la bobina de apertura, su conexión será:



Actuación sobre la bobina de apertura.

Al menos uno de los esquemas de protección primaria debe ser de comparación direccional con relevadores de distancia (21). Esto permite utilizar también estos relevadores para la función de respaldo remoto (segunda y tercera zonas).

Los esquemas de protección primaria deben tener disparo directo al (los) interruptor(es) de su propio extremo de la línea, independiente de la comunicación, para cortocircuitos en cualquier punto de la línea.

Al menos uno de los esquemas de protección primaria garantizará la detección de cortocircuitos a tierra con resistencias de falla de no menos de  $30\Omega$ .

### 6.6.2 Funciones principales de la protección primaria uno (P1): Impedancia.

- Relé de recierre.
- Falla de interruptor.
- Supervisión del canal de disparo.
- Tener salidas de disparo monopolar de interruptores.



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

- Monitoreo de fusibles.
- Teleprotección.
- Supervisión de sincronismo.
- Localizador de fallas.

La protección primaria dos (P2) se requiere que sea diferencial de línea (87L) u otra protección por impedancia, en caso de no contar con comunicación con el extremo opuesto por medio de fibra óptica (OPGW), preferiblemente de tecnología diferente a la primaria uno,

#### **6.6.3 Funciones principales de la protección primaria dos (P2):**

- Relé de recierre.
- Falla de interruptor.
- Supervisión del canal de disparo.
- Tener salidas de disparo monopolar de interruptores.
- Monitoreo de fusibles.
- Teleprotección.
- Supervisión de sincronismo.
- Localizador de fallas

#### **6.6.4 Ambos esquemas de protección primaria deben:**

- a. Ser aplicables a líneas paralelas con posibles inversiones de corriente (si es el caso).
- b. No operar incorrectamente por oscilaciones de potencia.
- c. Deben estar ubicados en tableros diferentes.



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

### 6.6.5 Al menos uno de los esquemas de protección primaria debe:

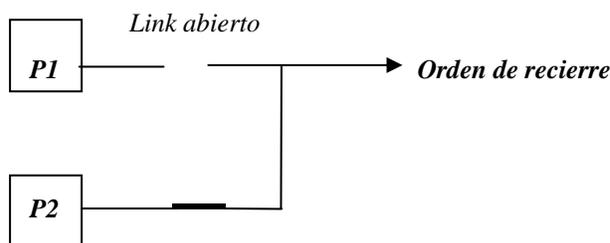
- Tener relevadores con elementos de medición independientes por fases y de fase a tierra, es decir, no ser de tipo conmutado, con seis sistemas de medición como mínimo.
- Asegurar la operación correcta para fallas ínter circuitos en líneas de doble circuito (si es el caso).
- Garantizar la operación ante el cierre del interruptor en presencia de una falla trifásica cercana (lógica de línea muerta).
- Garantizar la operación para fallas en la línea protegida aún en presencia de baja aportación de energía ya sea desde su propio terminal o terminal remoto.

### 6.8 SISTEMA DE RECIERRE:

Respecto al sistema de recierre en las protecciones, se establece realizarlo de la siguiente forma, en caso de tener P1 = impedancia (21) y P2 = diferencial de línea (87L):

P1 (21) = Activado pero sin conectar su salida. Esto para que el relé siga teniendo disparo unipolar. Para ello en la regleta seccionable correspondiente estará abierto el link. En caso de que el recierre de P2 quede deshabilitado por alguna razón, se cerrará el link correspondiente de P1 quedando como recierre principal.

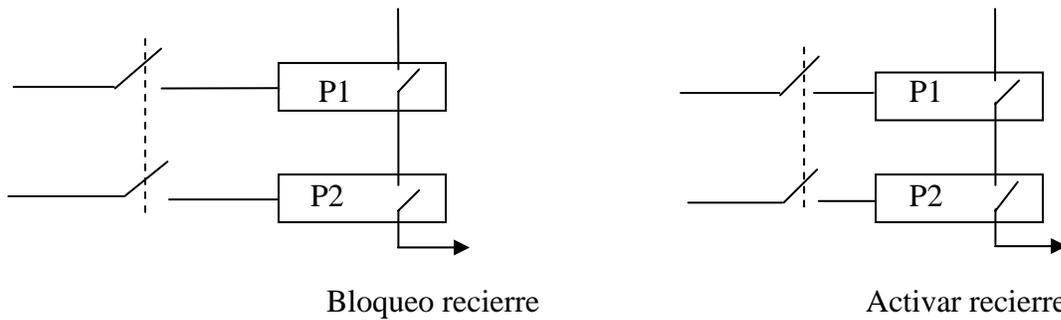
P2 (87L) = Recierre en operación.



En el caso de tener P1 y P2 con relés de impedancia, se empleará el correspondiente del relé P1.

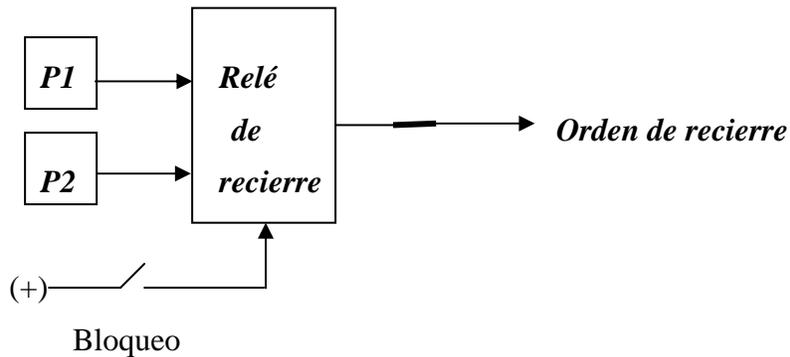


Para activar o bloquear manualmente la función de recierre, se hará directamente sobre los dos recierres (P1 y P2) utilizando para ello dos entradas binarias en la protección, una para habilitarlo y la otra para bloquearlo. Los relés de protecciones actuales tienen suficientes entradas binarias y los sistemas de control deben tener ya implementadas las salidas para activar dichas funciones.



**Diagrama simplificado activar/bloquear sistema de recierre.**

En subestaciones donde sea posible instalar el recierre como relé independiente, será la mejor opción.



**Diagrama simplificado bloqueo sistema de recierre.**



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

**Para las líneas de 138 Kv** se alambre el sistema de recierre en forma tripolar, completo, con sistema de sincrocheck incluido.

**Para las líneas de 230 Kv** alambrarlo con recierre unipolar, sin sistema de sincrocheck, ya que no es necesario.

### 6.8.1 Lógica de disparo y recierre para interruptor y medio.

**PENDIENTE**

### 6.9 VIGILADOR DEL CANAL DE DISPARO:

Deberá estar programado como función incluida en cada relé. Casos especiales se discutirán para la subestación en cuestión

### 6.10 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO LOCAL

Funcionalmente el respaldo local está dado por la duplicidad de elementos resultante de las dos protecciones primarias, e incluye además la protección de respaldo de fallo de interruptor (50BF), para evitar la necesidad de duplicar el interruptor.

La función 50BF estará activada en cada relé, de forma tal que la P1 y P2 tengan su propio 50BF activado y operando. En caso de existir solo una protección con 50BF incluido (subestaciones actuales en servicio solamente), este será activado por ambas protecciones P1 y P2, igualmente si se encuentra como unidad separada. No se empleará el criterio de posición del interruptor para activar el 50BF, salvo casos especiales.

Un caso especial se presenta con los interruptores de salida de unidades generadoras, transformadores reductores, donde se pueden presentar diferentes escenarios. Se analizará cada caso en especial.

Esta protección se conecta en serie en el circuito de corrientes con la protección diferencial de barras, por lo tanto ve la misma corriente de falla que ésta y da disparo en el caso de que después de haber emitido disparo la protección primaria siga presente la





NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

### 6.11 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTO

Se forma con la segunda y tercera zonas de los relevadores de distancia de fase (21) de los sistemas de protección primaria

### 6.12 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE LINEAS SEMICRITICAS

El sistema de eliminación de fallas de líneas semicríticas estará compuesto por los siguientes esquemas de protección:

1. Esquema de protección primaria 1 (P1).
2. Esquema de protección primaria 2 (P2).
3. Esquema de protección de respaldo remoto

### 6.13 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PRIMARIA 1 Y 2

El esquema de protección primaria 1 debe ser de comparación direccional con relevadores de distancia (21).

El esquema de protección primaria 2 puede ser de distancia (21) o puede utilizarse también una protección diferencial de línea con canal de fibra óptica (87L).

Cuando ambos esquemas utilizan relevadores de distancia (21) es recomendable que sean de diferentes características de operación.

Al menos uno de los esquemas de protección primaria garantizará la detección de cortocircuitos a tierra con resistencias de falla de no menos de  $30\Omega$ .

Ambos esquemas de protección primaria deben:

- a. Tener salidas de disparo monopolar de interruptores.
- b. Ser aplicables a líneas paralelas con posibles inversiones de corriente (si es el caso).
- c. No operar incorrectamente por oscilaciones de potencia.
- d. Relé de recierre



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

- e. Supervisión del canal de disparo.
- f. Monitoreo de fusibles.
- g. Localizador de fallas.
- h. No operar incorrectamente por pérdida accidental de la señal de potencial.
- i. Tener relevadores con elementos de medición independientes por fases y de fase a tierra, es decir, no ser de tipo conmutado, con seis sistemas de medición como mínimo.
- j. Asegurar la operación correcta para fallas ínter circuitos en líneas de doble circuito (si es el caso).
- k. Garantizar la operación instantánea ante el cierre del interruptor en presencia de una falla en la línea (lógica de línea muerta).
- l. Garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms para fallas en cualquier punto de la línea.
- m. Se recomienda que las protecciones piloto de líneas semicríticas sean del mismo tipo y fabricante en ambos extremos, para asegurar la compatibilidad.

#### **6.14 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTO**

Se forma con la segunda y tercera zonas de alguno de los relevadores de distancia de fase (21) de los sistemas de protección.

#### **6.15 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE LINEAS NO CRÍTICAS**

El sistema de eliminación de fallas de líneas no críticas estará compuesto por los siguientes esquemas de protección:

1. Esquema de protección primaria 1.
2. Esquema de protección primaria 2 (opcional).
3. Esquema de protección de respaldo remoto.



### 6.16.1 Esquema de protección primaria 1

El esquema de protección primaria 1 debe ser de distancia de fase (21) y tierra (21N) con al menos tres zonas.

#### Este esquema debe:

- a. Tener salidas de disparo monopolar de interruptores.
- b. Tener elementos de medición independientes por fases y de fase a tierra, es decir, no ser de tipo conmutado, con seis sistemas de medición como mínimo.
- c. Ser aplicable a líneas paralelas con posibles inversiones de corriente (si es el caso).
- d. No operar incorrectamente por oscilaciones de potencia.
- e. No operar incorrectamente por pérdida accidental de la señal de potencial.
- f. Garantizar la operación instantánea ante el cierre del interruptor en presencia de una falla en la línea (lógica de línea muerta).
- g. Garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms en primera zona.
- h. Relé de recierre.
- i. Supervisión del canal de disparo.
- j. Teleprotección.
- k. Supervisión de sincronismo.
- l. Localizador de fallas.

### 6.16.2 Esquema de protección primaria 2

En líneas cortas puede utilizarse opcionalmente una protección diferencial de línea con canal de fibra óptica (87L).

#### Este esquema debe:

- a. Garantizar la detección de cortocircuitos a tierra con resistencias de falla de no menos de  $30 \Omega$



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

- b. Tener preferiblemente polarización de secuencia negativa cuando se aplica en líneas de doble circuito.
- c. Tener un elemento con retardo de tiempo para la función de respaldo remoto.

### 6.16.3 Esquema de protección de respaldo remoto

Se forma con la segunda y tercera zonas de los relevadores de distancia de fase (21) y tierra (21N) del sistema de protección primaria 1

## 6.17 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE BARRAS CRÍTICAS

El sistema de eliminación de fallas de barras críticas dependerá de la configuración empleada.

A continuación se describen los sistemas de eliminación de fallas de las barras críticas con diferentes configuraciones.

### 6.17.1 Barras críticas simples

No se debe utilizar una configuración simple en una barra considerada como crítica por las consecuencias catastróficas que tiene su pérdida para el sistema. El sistema de eliminación de fallas no puede garantizar por sí solo, en este caso, el cumplimiento de los requerimientos de protección. En los casos excepcionales en que se presente esta situación por estar ya construida y en operación la subestación, deben seguirse los siguientes lineamientos:

El esquema de protección primaria 1 debe ser de tipo diferencial (87B) con elementos independientes de medición para cada fase. Debe garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms. Debe garantizar la seguridad ante fallas externas con saturación profunda de transformadores de corriente.

La protección diferencial de barras debe estar equipada con tantos contactos de salida de disparos como secciones tenga la barra.

### 6.17.2 Barras críticas dobles con interruptor de enlace (barra partida)

En las barras críticas dobles con interruptor de enlace cada sección de barras constituye una zona de protección. El sistema de eliminación de fallas de cada sección de barras debe tener las siguientes características:



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

El esquema de protección primaria 1 debe ser de tipo diferencial (87B) con elementos independientes de medición para cada fase. Debe garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms. Debe garantizar la seguridad ante fallas externas con saturación profunda de transformadores de corriente.

- a) El interruptor de enlace debe tener los transformadores de corriente incorporados a ambos lados, con una precisión igual a los transformadores de línea.
- b) Debe ser de tipo tripolar con supervisión de canal de disparo.

### **6.17.3 Barras críticas con configuración de interruptor y medio.**

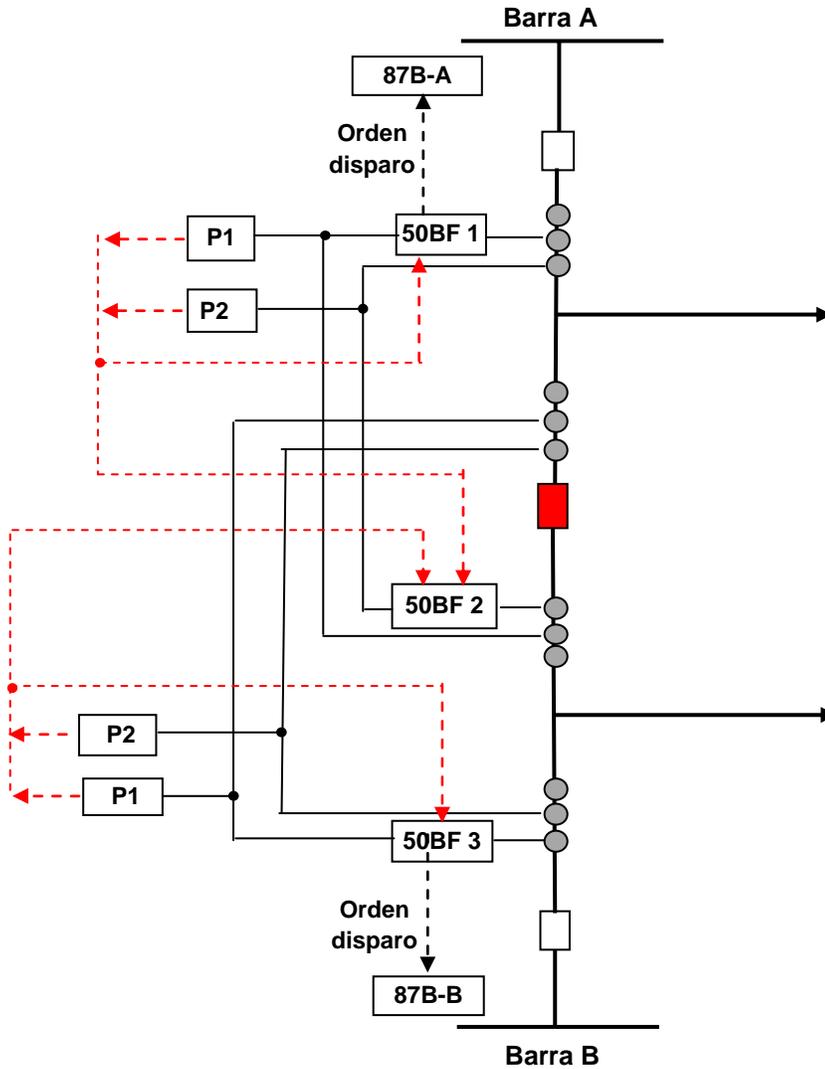
Su aplicación estará basada en el estudio correspondiente de la subestación en particular.

En esta configuración cada barra constituye una zona de protección. El sistema de eliminación de fallas de cada barra debe ser como el descrito para las barras críticas simples (ver 5.1). Los relevadores P1 y P2 de cada módulo de salida deben iniciar la secuencia de operación de la protección de respaldo de fallo de interruptor (50BF) correspondiente.

El interruptor central de cada diámetro tendrá transformadores de corriente en ambos lados, para garantizar el correcto traslape entre protecciones.

#### **6.17.3.1 Esquema órdenes de arranque del 50BF.**

En el siguiente gráfico se muestra el esquema simplificado de las órdenes de arranque a los 50BF en un diámetro a partir de las protecciones P1 y P2 respectivas.

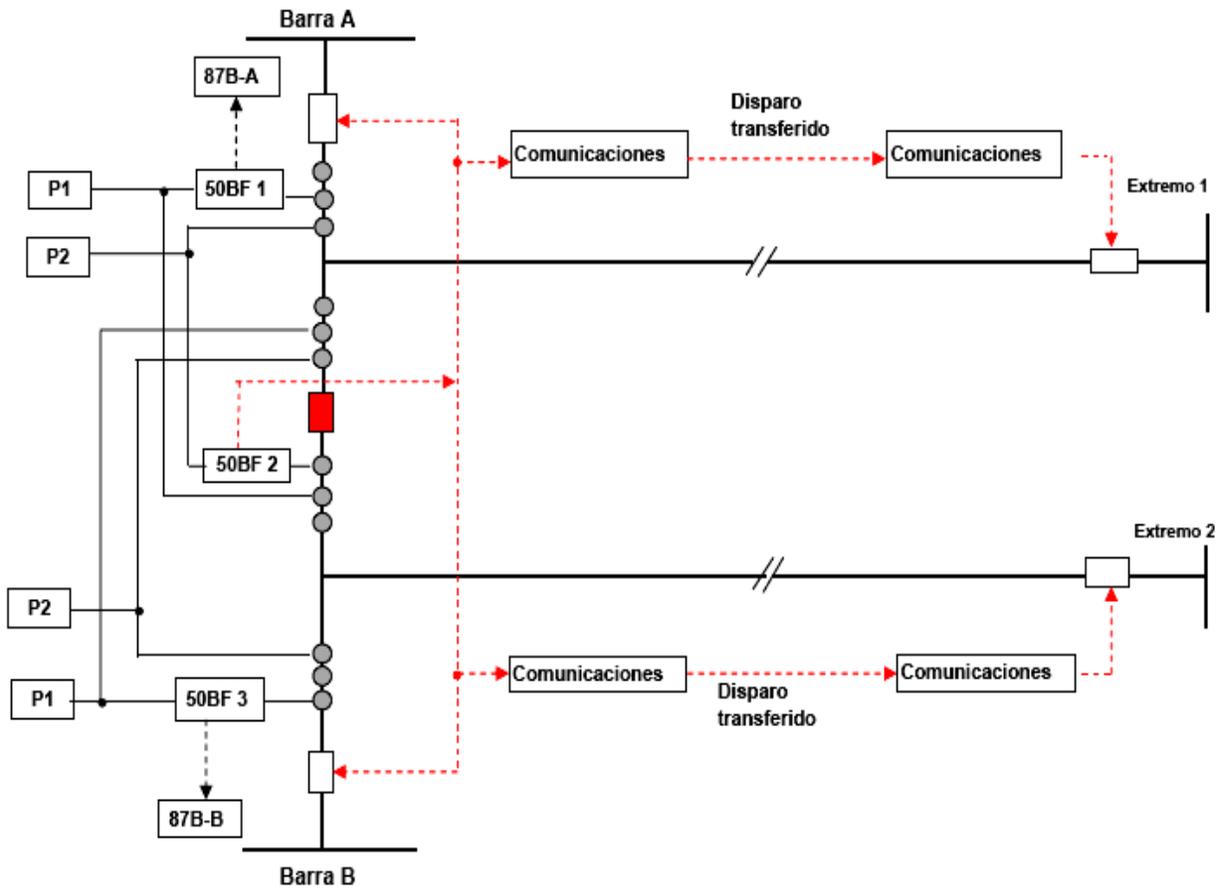


Las protecciones P1 y P2 arrancan tanto al 50BF2 del interruptor central como el de la barra respectiva (50BF1 ó 50BF3).



### 6.17.3.2 Disparos transferidos.

En caso de operación del 50BF del interruptor central del diámetro por no operación del mismo en el despeje de una falla, además de enviar orden de apertura a los otros interruptores del mismo diámetro, realizará transferencia de disparo hacia los interruptores en los extremos opuestos de las líneas respectivas, como se muestra en la figura siguiente.



Esquema simplificado disparo transferido por operación del 50BF central

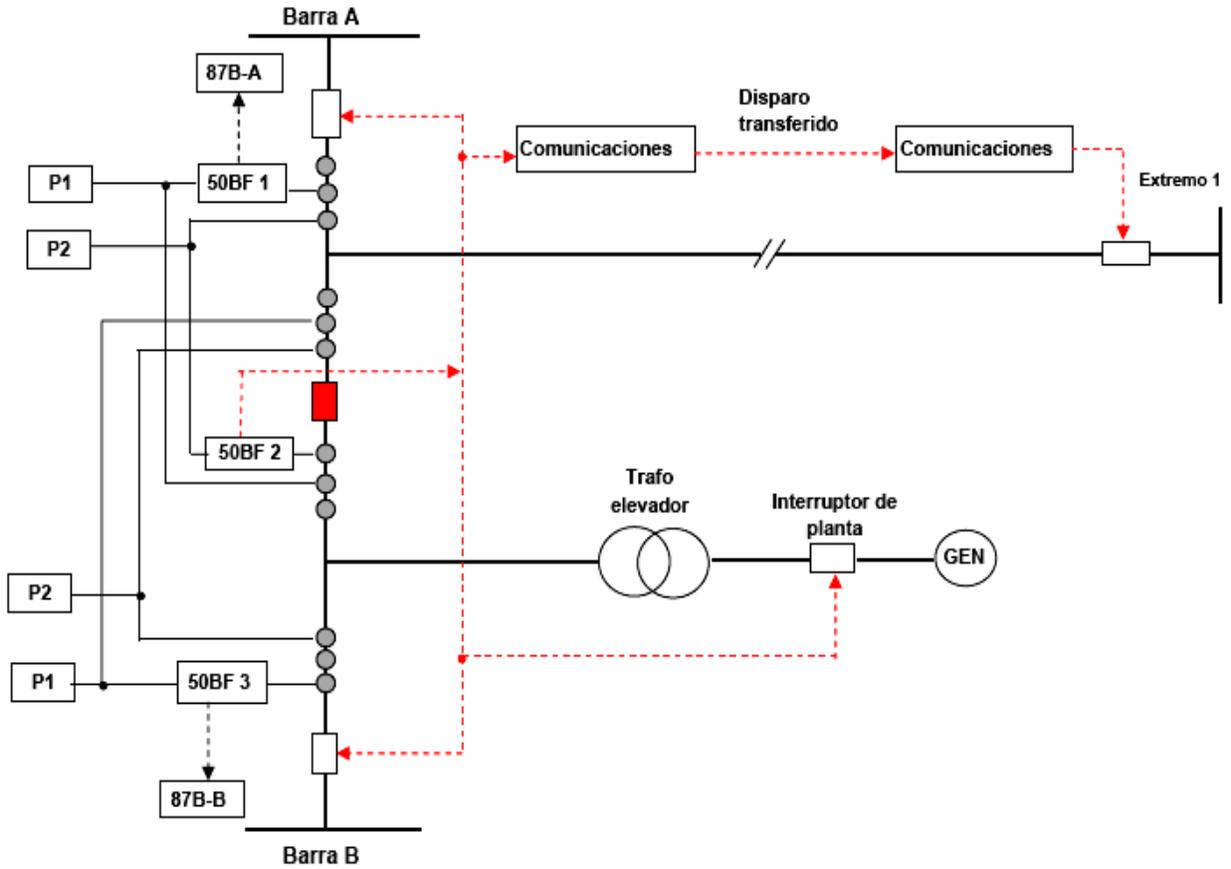


NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

### 6.17.3.3 Diámetro con salida de línea y planta generadora.

En caso de operación del 50BF del interruptor central del diámetro por no operación del mismo en el despeje de una falla, además de enviar orden de apertura a los otros interruptores del mismo diámetro y al extremo opuesto de la línea de transmisión respectiva, también se transferirá el disparo hacia el interruptor correspondiente del generador.

Por esto, las plantas generadoras deben contar con su propio interruptor en sitio de planta, para proporcionar mayor independencia, selectividad y seguridad en sus operaciones ante fallas eléctricas.



Transferencia disparos en caso diámetro con línea transmisión y planta generadora.



#### **6.17.4 Transformadores de medición.**

Para efectos de medición en la configuración de interruptor y medio, los transformadores de potencial y corriente se instalarán en las salidas de las líneas, con un mínimo cuatro devanados los de potencial y tres devanados los de corriente, distribuidos de la forma:

	Devanado 1		Devanado 2		Devanado 3		Devanado 4	
	TP	TC	TP	TC	TP	TC	TP	TC
Medición principal de energía.	X	X						
Medición secundaria de energía.			X	X				
Instrumentos digitales, sincronización.					X	X		
Protección P1.							X	

#### **6.17.5 Configuraciones de barras críticas que incluyen barra auxiliar**

La barra auxiliar no requiere protección diferencial pues queda integrada a la zona de protección del elemento transferido (línea, transformador o reactor).

#### **6.17.6 Doble barra doble interruptor.**

En esta configuración cada barra constituye una zona de protección. El sistema de eliminación de fallas de cada barra debe ser como el descrito para las barras críticas simples.

#### **6.17.7 Otras características de los sistemas de eliminación de fallas de barras críticas**

El relevador diferencial de la protección primaria 1 (87B) dará la orden de disparo tripolar definitivo (sin recierre) de todos los interruptores de la barra fallada. Debe iniciar la



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

secuencia de la protección de respaldo de fallo de interruptor, sobre todo en configuraciones de barras de interruptor y medio.

No se deben instalar pararrayos dentro de la zona de la protección diferencial (87B) de barras críticas.

Los contactos de disparo respectivos estarán conectados a la bobina de apertura del interruptor para no interferir con los disparos unipolares de la protección P1.

En el caso del interruptor de enlace de barras, el disparo de la diferencial actuará sobre las dos bobinas al mismo tiempo, la de apertura y la de disparo.

Los transformadores de corriente estarán ubicados hacia el lado de la línea, de tal forma que el interruptor esté incluido dentro del área de la diferencial.

En el esquema de disparos para la diferencial de barras en 230 KV y 138 KV con autotransformadores, ante la problemática de una falla en barras y la no actuación del interruptor de algún auto transformador, se debe canalizar el disparo tanto hacia el interruptor del lado de 230 KV como el de 138 KV del auto

### **6.18 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE BARRAS SEMICRITICAS Y NO CRITICAS**

El sistema de eliminación de fallas de barras semicríticas y no críticas seguirá los lineamientos presentados para las barras críticas, con excepción de la protección de respaldo de fallo de interruptor, que no se requiere en este caso.

### **6.19 CONCLUSIÓN.**

Los esquemas de barras deben ser tratados de una manera más detallada para cada subestación, donde dependerán los rubros de costo – beneficio, así como la ubicación de la misma dentro de la topología de la red del SEP. Anteriormente se definieron los posibles esquemas a utilizar, pero depende de lo antes expuesto para establecer el esquema a emplear.



## 6.20 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes dentro del sistema. Dada su sencilla construcción, es también uno de los elementos más confiables, sin embargo ésta confiabilidad depende mucho de su adecuado diseño, cuidado, instalación y mantenimiento. Un buen diseño (constructivo) implica un aislamiento adecuado de los devanados, del laminado, fijación del núcleo, de los conductores contra los esfuerzos del cortocircuito y de buenas conexiones eléctricas.

La protección primaria de los transformadores tiene el objetivo de detectar fallas internas, las cuales suelen ser muy serias y conllevan el riesgo de incendio.

Es importante que el transformador bajo falla sea aislado rápidamente, no solo para evitar daño en el propio equipo sino para reducir también el tiempo en el que la tensión del sistema se reduce, lo cual puede causar pérdida de sincronismo y disparos en cascada.

Se recomienda utilizar el mismo sistema de eliminación de fallas para todos los transformadores y auto transformadores de la red de transmisión (críticos, semicríticos y no críticos). El sistema estará compuesto por los siguientes esquemas de protección:

1. Esquema de protección primaria 1
2. Esquema de protección primaria 2
3. Esquema de protección de respaldo contra fallas externas.

### 6.20.1 Esquema de protección primaria 1

El esquema de protección primaria 1 debe ser de tipo diferencial (87T), con elementos de medición independientes para cada fase, característica de porcentaje diferencial y retención por armónicos. Debe garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms.

### 6.20.2 Esquema de protección primaria 2

El esquema de protección primaria 2 debe ser de sobrecorriente con elementos de medición independientes para cada fase y neutro con retardo de tiempo (51), con



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

característica de tiempo inverso o definido según los requerimientos de coordinación. Se instalarán en el lado de alta tensión del transformador, de forma tal que sea respaldo para la diferencial del transformador.

### **6.20.3 Esquema de protección de respaldo contra fallas externas**

El esquema de protección de respaldo contra fallas externas de transformadores y auto transformadores debe responder a fallas entre fases y a tierra. La protección de respaldo de fase puede ser de sobrecorriente con retardo de tiempo (51), direccional de sobrecorriente (67). La selección del tipo de protección a utilizar depende del nivel de cortocircuito en cada red, de las aportaciones a través del transformador o auto transformador para fallas externas, y del tipo de protección que tienen las líneas adyacentes. Se deben utilizar protecciones 51 ó 67.

Otro respaldo contra fallas externas a tierra será la sobrecorriente con retardo de tiempo, conectada a un transformador de corriente colocado en el neutro del transformador o auto transformador (51NT). Su característica de tiempo (inverso o definido) debe seleccionarse basándose en los requerimientos de coordinación. Se admitirá conformar esta protección conectando el relevador de sobrecorriente en el neutro de la estrella formada por los secundarios de los transformadores de corriente.

### **6.20.4 Otras características de los sistemas de eliminación de fallas de transformadores y autotransformadores**

Los transformadores y auto transformadores de la red de transmisión deben tener también protecciones propias. Como mínimo deben contar con una protección térmica (49) y una protección Buchholz (63).

Los dos esquemas de protección primaria darán orden de disparo trifásico definitivo a todos los interruptores del transformador o auto transformador. Se recomienda utilizar relevadores auxiliares de disparo y activar la función 86 (enclavamiento sistema de cierre) con reposición manual, para evitar daños en el transformador o auto transformador por una reconexión con la falla presente.

El esquema de protección de respaldo contra fallas externas disparará únicamente el (los) interruptor(es) de la red que respalda. La protección térmica (49) dará alarma solamente.



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

La protección Buchholz (63) dará alarma con su elemento de acumulación de gases, y dará disparo con su elemento de flujo de aceite.

Los interruptores de transformadores o auto transformadores conectados a barras críticas deben tener protección de respaldo de fallo de interruptor (50BF) conectada en el lado de alta tensión. En este caso la lógica de activación de la protección 50BF debe verificar que la protección diferencial (87T) haya operado y que se cumpla una de las dos condiciones:

- a. Que siga circulando corriente de falla (la detecta el elemento 50).
- b. Que siga cerrado el interruptor (se detecta mediante un contacto auxiliar normalmente abierto (52a) del interruptor). Esta condición se instalará solo en casos especiales previo análisis operativo de la subestación.

Aunque la diferencial es una protección muy segura, por si sola no garantiza la protección total del equipo. Así, se complementa con:

- Protección de sobrecorriente en el lado de alta tensión con medición en fase y neutro.
- Protección térmica de devanados (imagen térmica) \*
- Sobrepresión (relés o válvula de alivio) \*
- Detector de gases (relé Buchholz) \*
- Sobre temperatura devanados \*
- Sobre temperatura de aceite \*
- Relé de flujo \*
- Relé de sobrepresión \*

\* llamadas protecciones propias del transformador.

En el caso de los reactores, debe tenerse presente que el ajuste de la sobrecorriente no debe operar durante las corrientes de magnetización transitorias que suelen presentarse al conectar el reactor. Los relés de voltaje que se instalan para control de conexión y desconexión del reactor, no debieran ser considerados equipo de protección ya que



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

tienen función de control y su operación se produce no por falla en el reactor sino por condiciones del sistema eléctrico.

En los transformadores de distribución la sobrecorriente debe ser de tiempo inverso cuyas curvas de operación deben de coordinar con los equipos de los circuitos de distribución.

### **6.20.5 Otras consideraciones en protección de transformadores**

Ya que no debe permitirse el servicio de alguno de éstos equipos en dos fases, siempre deberá preverse para ellos que los interruptores sean tripolares, asimismo no deberán preverse relés para el recierre de los interruptores. En caso de contar con interruptores monopolares, se debe garantizar su operación en forma tripolar. Debe contarse también con un sistema para detectar discrepancia de polos.

Una norma operativa importante, luego de ocurrir un disparo por la actuación de una de las protecciones propias o por la diferencial en un equipo, es no energizar hasta haber diagnosticado y evaluado la falla. Para garantizar lo anterior lo indicado es incluir un enclavamiento en el cierre del interruptor, ante la operación de alguna de las protecciones antes citadas.

Los disparos de todas las protecciones deben aislar el transformador o sea disparar los interruptores de todos los devanados.

Todos los canales de disparo deben contar con su respectivo supervisor de canal de disparo (74TC).

Dada la multifuncionalidad de los relevadores actuales, la lógica de enclavamientos y el sistema de control de los módulos de alta y media tensión (nivel 1) de los transformadores u autotransformadores pueden ser realizados en el mismo relevador de protección. De esta manera se disminuye la cantidad de equipos por módulo.

Deben tener cantidad suficiente de entradas y salidas binarias para su interconexión con otros relés.



### **6.20.6 Distribución circuitos de disparo:**

Interruptor con 2 bobinas: Bobina Apertura = P2 + mandos + 87B

Bobina Disparo = P1 + Protecciones Propias

Interruptor con 3 bobinas: Bobina Apertura = Mandos

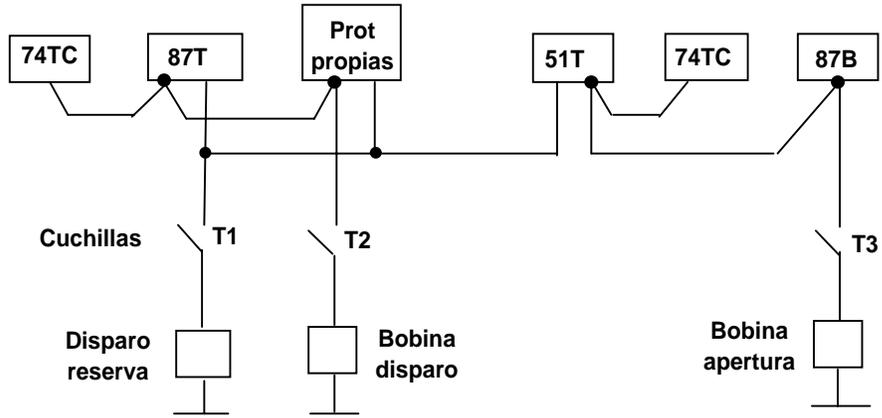
Bobina Disparo 1 = P1 + Prot. Propias

Bobina Disparo 2 = P2 + 87B

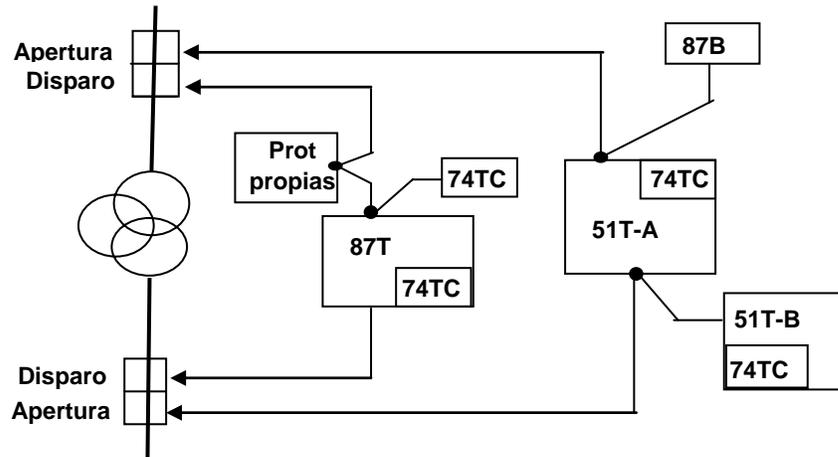
Tabla demostrativa.

Relé	Lado alta		Lado Baja	
	Disparo	Apertura	Disparo	Apertura
<b>51T ALTA</b>		<b>SI</b>		<b>SI</b>
<b>51T BAJA</b>				<b>SI</b>
<b>87T</b>	<b>SI</b>		<b>SI</b>	

Se incluye el diagrama simplificado de la conexión de disparos para el lado de alta del transformador, así como la supervisión del canal de disparo (74TC) incluyendo reserva.



### Disparos lado de alta transformadores.



### Distribución de disparo/apertura alta y baja tensión

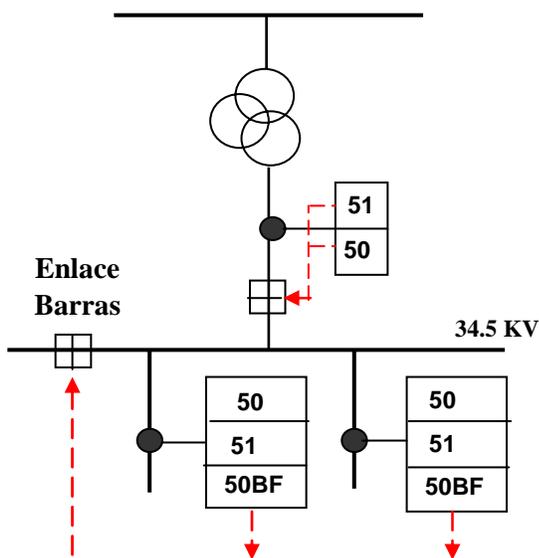


### 6.20.7 Esquema disparos de protección nivel de 34.5 Kv.

A raíz de la problemática presentada en las fallas tan recurrentes en los transformadores reductores, se establece el siguiente esquema de protecciones:

### 6.20.8 Protección respaldo local 50BF

Activar la función de 50BF en los relés numéricos instalados y establecer un Bus de disparo del 50BF de las protecciones de líneas de distribución al interruptor de reserva y al interruptor de enlace de barras (en caso de barra partida), de forma tal de perder solamente la mitad de la barra.



Debe monitorearse el entorno de la protección, como los Termomagnéticos, canal de disparo, falla interna de protección, alarmas propias de los equipos de maniobra (interruptor), etc.

Activar la función de sobrecorriente instantánea (50) I>> en el relé de sobrecorriente del lado de media tensión del transformador.



Monitoreo de las condiciones eléctricas del transformador.

### **6.20.9 Distribución circuitos de corriente**

Distribución circuitos de corriente con TC de tres devanados:

Lado de alta tensión: Devanado 1: P1 + OPG.

Devanado 2: P2 + 50BF + 87B

Devanado 3: Medición

Lado de baja tensión: Devanado 1: P1 + OPG.

Devanado 2: P2 (fallas externas)

Devanado 3: Medición

Distribución circuitos de corriente con TC de dos devanados en el lado de baja tensión:

Devanado 1: P1 + P2.

Devanado 2: Medición

### **6.20.10 Otras consideraciones especiales en protección de auto transformadores.**

Para en el caso de auto transformadores conectados entre barras de una subestación (230/138 KV) no radiales, el esquema de protecciones y disparos debe ser acondicionado para tal situación.

El sistema estará compuesto por los siguientes esquemas de protección:

1. Esquema de protección primaria 1
2. Esquema de protección primaria 2 lado alta tensión 230 K).
3. Esquema de protección primaria 2 lado alta tensión 138 KV.



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

### **Esquema de protección primaria 1**

El esquema de protección primaria 1 debe ser de tipo diferencial (87T), con elementos de medición independientes para cada fase, característica de porcentaje diferencial y retención por armónicos. Debe garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms.

### **Esquema de protección primaria 2, lado 230 kv.**

El esquema de protección primaria 2 debe ser de sobrecorriente con elementos de medición independientes para cada fase y neutro con retardo de tiempo (51), con característica de tiempo inverso o definido según los requerimientos de coordinación. Será respaldo para la diferencial del transformador.

### **Esquema de protección primaria 2, lado 138 kv.**

El esquema de protección primaria 2 debe ser de sobrecorriente con elementos de medición independientes para cada fase y neutro con retardo de tiempo (51), con característica de tiempo inverso o definido según los requerimientos de coordinación. Será respaldo para la diferencial del transformador.

### **Disparos.**

Los interruptores de auto transformadores conectados a barras críticas deben tener protecciones de respaldo de fallo de interruptor (50BF) conectados a ambos lados del autotransformador. En este caso la lógica de activación de la protección 50BF debe verificar que la protección diferencial (87T) o de sobrecorriente (51T) haya operado y que se cumpla una de las dos condiciones:

- c. Que siga circulando corriente de falla (la detecta el elemento 50).
- d. Que siga cerrado el interruptor (se detecta mediante un contacto auxiliar normalmente abierto (52a) del interruptor). Esta condición se instalará solo en casos especiales previo análisis operativo de la subestación.

Los disparos de todas las protecciones deben aislar totalmente el auto transformador disparando los interruptores de todos los devanados.



Todos los canales de disparo deben contar con su respectivo supervisor de canal de disparo (74TC).

Relé ubicación	Lado 230 KV		Lado 138 KV	
	Disparo	Apertura	Disparo	Apertura
51T (230 KV)		SI		
51T (138 KV)				SI
87T	SI		SI	

## **6.21 SISTEMA DE ELIMINACION DE FALLAS DE REACTORES**

El sistema de eliminación de fallas de reactores estará compuesto por tres esquemas de protección:

1. Esquema de protección primaria 1
2. Esquema de protección primaria 2
3. Esquema de protección de respaldo contra fallas externas a tierra

### **6.21.1 Esquema de protección primaria 1**

El esquema de protección primaria 1 debe ser de tipo diferencial (87), con característica de porcentaje diferencial. Debe garantizar un tiempo de eliminación de la falla de no más de 100 ms. Se admitirá omitir este esquema de protección en los reactores ya instalados, que carecen de transformadores de corriente del lado del neutro.

### **6.21.2 Esquema de protección primaria 2**

El esquema de protección primaria 2 debe ser de sobrecorriente de fase, con elementos instantáneos y con retardo de tiempo (50/51).



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

### 6.21.3 Esquema de protección de respaldo contra fallas externas a tierra

Este esquema será de sobrecorriente con retardo de tiempo, con conexión residual del relevador en el neutro de la estrella de los secundarios de los transformadores de corriente (51N).

### 6.21.4 Otras características de los sistemas de eliminación de fallas de reactores

Los reactores deben tener también protecciones propias. Como mínimo deben contar con una protección térmica (49) y una protección Buchholz (63), si son inmersos en aceite.

Los dos esquemas de protección primaria (87, 50/51) darán orden de disparo trifásico definitivo al interruptor del reactor. Se utilizarán relevadores auxiliares de disparo y bloqueo (86) con reposición preferiblemente manual, para evitar daños en el reactor por reconexión con la falla presente.

## 6.22 SUPERVISIÓN DEL CANAL DE DISPARO

Dentro del diseño del sistema de protección de una subestación, se incluye - a pesar de no ser una protección en si misma, ya que no da disparos - la supervisión del canal de disparo.

Este elemento vigila y da alarma en el caso de detectar cualquier interrupción en el canal o canales de disparo de un interruptor, ya sea por:

- falla en la bobina de disparo.
- falla en el cableado.
- falla en la alimentación del circuito de disparos.

La forma correcta de conectar ésta supervisión es vigilando el canal de disparo, aún cuando el interruptor está abierto, ya que de ésta manera se está informado del estado del mismo antes de cerrar el interruptor.

Esta supervisión se aplica independientemente a cada una de las bobinas de todos los interruptores, excepto el de reserva, ya que en éste la supervisión la efectúa el equipo de la sección al que está sustituyendo, vía transferencia de protecciones.

En lo que respecta a la vigilancia del canal de disparo, en el caso de una línea que está por reserva, al efectuarse la transferencia de protecciones, las señales correspondientes a



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

los tres canales de disparo se unen en una sola en la seccionadora de derivación y por lo tanto los tres relés de supervisión están vigilando el mismo canal y ante una falla en el mismo, los tres relés se activan.

### **6.23 TRANSFERENCIA DE PROTECCIONES**

La transferencia de protecciones se refiere a la necesidad de tomar en cuenta el traslado del disparo de los disyuntores ante acción de las protecciones en los casos en que se modifiquen las condiciones físicas de los enlaces por acción de los equipos de maniobra. Ejemplo, cuando se ha retirado de operación el disyuntor principal de una salida de línea para mantenimiento y la línea en cuestión se alimenta a través del disyuntor de reserva. En este caso, los disparos de las protecciones que vigilan la mencionada línea, deben transferirse al disyuntor de reserva.

Ya que el disyuntor de reserva está previsto que sea de operación tripolar, al transferir los disparos por fase de una protección de líneas, deberán unirse las salidas de los disparos en los contactos auxiliares de la seccionadora de derivación, a fin de llegar con solamente una señal a la bobina de disparo del disyuntor de reserva.

### **6.24 LOCALIZACION DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Una interrupción debido a una falla permanente en una línea de transmisión es totalmente contraproducente, por lo que se hace necesaria su localización en el menor tiempo posible.

El equipo localizador de fallas nos proporciona como información la distancia a la cual ocurrió la falla, con una precisión del 3-5 %. Este dato será suministrado en kilómetros.

Esta característica estará incorporada en los relevadores P1 y P2, reduciendo espacio y tiempo de mantenimiento.

### **6.25 PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS INTERRUPTORES**

Ver capítulo correspondiente en el “Manual de Normalización de Diseño Sistemas de Control para Subestaciones”.



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

## **6.26 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.**

En los circuitos de distribución, se debe contar con la protección de sobrecorriente direccional, supervisor canal de disparo, bloqueo de recierre por presencia de voltaje en la línea, falla de interruptor 50BF, relé de recierre múltiple y relé de baja frecuencia (un paso). Esto debido a que cualquier circuito de distribución puede incorporar cogeneración con máquinas síncronas

Los relés de sobrecorriente tienen generalmente curvas características de operación de tiempo definido que son utilizados normalmente en generadores y de tiempo inverso con pendiente de curva seleccionables; así como por sobrecorriente instantánea, con el fin de adaptarse a diferentes condiciones de coordinación del sistema de distribución.

Deben tener cantidad suficiente de entradas y salidas binarias para su interconexión con otros relés.

Dada la multifuncionalidad de los relevadores actuales, la lógica de enclavamientos y el sistema de control de los circuitos de distribución (nivel 1) pueden ser realizados en el mismo relevador de protección. De esta manera se disminuye la cantidad de equipos por bahía.

Se utilizarán interruptores tripolares efectuando aperturas y recierres trifásicos en fallas mono o bipolares, ya que no habrá pérdida de sincronismo. Se exceptúan las líneas que involucran cogeneradores. Para ello se empleará el bloqueo por presencia de voltaje en la línea.

Los transformadores de potencial serán monofásicos, uno por fase, ya que deben alimentar las diferentes funciones del relé de protección, voltaje secundario de 100 VAC.

Los transformadores de corriente pueden estar incorporados en el interruptor, del tipo multirrelación, para que se adapten a los diferentes regímenes de carga, colocados en el lado de la línea que protegen. Corriente secundaria de 1 amperio.

En los módulos de distribución (34.5, 24.9 KV) los TC de protecciones estarán colocados del lado de la barra. Esto por diseño de la mayoría de los interruptores correspondientes.

Disparos en las líneas de distribución efectuados directamente desde el CENCE como segundo criterio (por carga) en vez de baja frecuencia, las entradas binarias de la



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

protección serán empleadas solamente para registro de la señal externa, no para realizar los disparos. Estos serán realizados por cableado externo.

### **Módulo de reserva:**

Se emplea cuando se retira de operación el módulo principal de una salida de línea para mantenimiento, por lo que la línea en cuestión se debe alimentar a través del módulo de reserva, que contará con su propia protección.

## **6.27 REQUERIMIENTOS PARTICULARES DE LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION**

### **6.27.1 Relevadores**

Se utilizarán relevadores digitales, debido a su confiabilidad, multifuncionalidad, capacidad de comunicación, bajos requerimientos de mantenimiento y bajo costo.

Los relevadores digitales a instalar en el SNI deben tener funciones de protección, medición y supervisión, puertos de comunicación serial (al menos uno), capacidad de autodiagnóstico y disponibilidad de grupos de ajustes.

Se debe evitar la diversidad excesiva de marcas y modelos de relevadores. Con esto se contribuye a que el personal de protecciones conozca profundamente los relevadores, lo que repercute favorablemente en la confiabilidad de la protección.

### **6.27.2 Transformadores de corriente**

Los transformadores de corriente deben cumplir con los requerimientos de los esquemas de protección de que forman parte en cuanto a exactitud y saturación. Se recomienda que todos los transformadores de corriente asociados a una barra sean de la misma clase. Se exceptúa lo establecido para el esquema de interruptor y medio.

Cada esquema de protección de un elemento debe recibir la señal de corriente desde núcleos y devanados independientes de los transformadores de corriente. Los instrumentos de medición deben también disponer de un núcleo y devanado dedicados. Los transformadores de corriente de elementos críticos y semicríticos tendrán como mínimo cuatro núcleos (y devanados secundarios), tres de protección y uno de medición.



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

Los transformadores de corriente de elementos no críticos tendrán como mínimo tres núcleos (y devanados), dos de protección y uno de medición.

#### **Transformadores con cuatro devanados:**

- Devanado 1 = Medición
- Devanado 2 = P1 + OPG.
- Devanado 3 = P2
- Devanado 4 = 87B + 50BF.

#### **Transformadores con tres devanados:**

- Devanado 1 = Medición.
- Devanado 2 = P1 + OPG.
- Devanado 3 = 87B + 50BF + P2.

Por la medición de energía en el MER (Mercado Eléctrico Regional), se adquirirán transformadores de corriente de precisión 0.2, con características previamente establecidas por el MER.

Los transformadores de corriente se instalarán en el lado del interruptor correspondiente a la línea, transformador o reactor, no en el lado de la barra, excepto en las barras con configuración de interruptor y medio y doble barra con interruptor de enlace donde se colocarán previo estudio de la topología de la barra a emplear. Excepcionalmente se admitirá también utilizar transformadores de corriente conectados a un solo lado del interruptor de enlace.

La distancia entre transformadores de corriente e interruptores debe ser mínima, para reducir la probabilidad de cortocircuitos en esa sección.

Las cuchillas de derivación o de transferencia (si existen) deben instalarse en el lado de barras del transformador de corriente.

No se utilizarán transformadores de corriente auxiliares en los sistemas de protección.

La corriente nominal secundaria de los transformadores de corriente será 1A.



### **6.27.3 Transformadores de potencial**

Los transformadores de potencial deben ser inductivos. No se permite el tipo capacitivo para voltajes de 230 KV y menores.

Cada esquema de protección de un elemento debe recibir la señal de potencial desde devanados independientes de los transformadores de potencial. Es recomendable que los instrumentos de medición digital dispongan también de un devanado dedicado, pero se admitirá alimentar un esquema de protección y el sistema de medición digital desde un mismo devanado, separados por termomagnéticos, dependiendo de la criticidad y topología de la subestación.

En el caso de subestaciones críticas y semicríticas, así como de su topología definida, los transformadores de potencial tendrán como mínimo cuatro devanados secundarios, y un devanado secundario en elementos no críticos. Se exceptúa lo establecido para el esquema de interruptor y medio.

#### **Distribución:**

Devanado 1: Medición principal de energía.

Devanado 2: Medición secundaria de energía.

Devanado 3: Instrumentos digitales, sincronización.

Devanado 4: Protección P1.

Uno de los esquemas de protección primaria de cada línea se alimentará desde el transformador de potencial de la línea, y el otro esquema se alimentará del transformador de potencial de la barra.

Debe instalarse un transformador de potencial por fase en cada sección de barras de la red de transmisión, esto equivale a un conjunto de transformadores de potencial en barras simples y dos conjuntos en barras dobles con interruptor de enlace y en barras con configuración de interruptor y medio por ejemplo.

No se utilizarán transformadores de potencial auxiliares de acople en los sistemas de protección.

Cuando por excepción se utilice un mismo devanado secundario de un transformador de potencial para alimentar más de un dispositivo de protección o medición, deben instalarse



<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>

conductores independientes desde el borne del devanado secundario del transformador, protegidos por Termomagnéticos. En el relé de protección correspondiente se activará la función de Falla Fusible.

El voltaje nominal secundario de los transformadores de potencial será de 57.74 V, que equivale a 100 V entre fases en la conexión estrella.

#### **6.27.4 Interruptores**

Los interruptores de las líneas críticas y semicríticas deben permitir el cierre y apertura monopolar y tripolar, con un tiempo de actuación de tres ciclos. Los restantes interruptores pueden ser de cierre y apertura tripolar solamente.

Los interruptores de los elementos críticos y semicríticos deben tener dos bobinas de disparo independientes por polo, y una bobina de disparo para el mando manual.

El tiempo de operación de interruptores debe ser no mayor que 4 ciclos (69 ms) en los elementos críticos y semicríticos (se recomiendan interruptores de 2 ciclos en los elementos críticos). Los interruptores de los elementos no críticos pueden tener tiempos de operación de hasta 8 ciclos (138 ms).

Cada polo del interruptor debe tener contactos auxiliares indicativos de su posición.

#### **6.27.5 Sistemas de comunicación**

Se requieren dos sistemas de comunicación en las líneas críticas y semicríticas basados en el esquema de anillos reconfigurables en Fibra Optica o Fibra Optica y PLC (Power Line Carrier).

Los sistemas de comunicación deben cumplir con los requerimientos de velocidad de transmisión correspondientes a la protección piloto a que están destinados.

Pueden utilizarse los siguientes canales de comunicación: onda portadora, microondas y fibra óptica.

Los canales de comunicación deben mantener su funcionalidad aún durante cortocircuitos en la propia línea de transmisión.



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código**

**TE- 2820-NO-56-001**

Cuando se utilizan dos sistemas de comunicación independientes en un mismo sistema de eliminación de fallas, los equipos asociados a ambos sistemas deben alimentarse desde baterías diferentes, o tener al menos circuitos de alimentación independientes. Los equipos de comunicación que son parte de un esquema de protección se alimentarán desde la misma batería o circuito de distribución que está. Estos deben estar ubicados lo mas cerca posible de lo equipos de protección.

Cuando los canales de comunicación requieran elementos repetidores no instalados en la subestación, estos tendrán alimentación de corriente directa. Se evitará que existan elementos comunes en los repetidores de dos canales de comunicación asociados a un mismo sistema de eliminación de fallas.

#### **6.27.6 Fuentes de alimentación de corriente directa**

En subestaciones con elementos críticos y semicríticos, que requieren dos esquemas de protección primaria, se instalarán dos bancos de baterías independientes, pero se admitirá excepcionalmente la utilización de un solo banco de baterías con circuitos de alimentación independientes en subestaciones con elementos críticos y semicríticos. En las subestaciones con elementos no críticos se requiere solo un banco de baterías.

Cada banco de baterías debe contar con un sistema de carga controlado automáticamente y con un sistema de supervisión y alarma para detectar problemas de carga, así como cortocircuitos y conductores abiertos en los circuitos externos al banco.

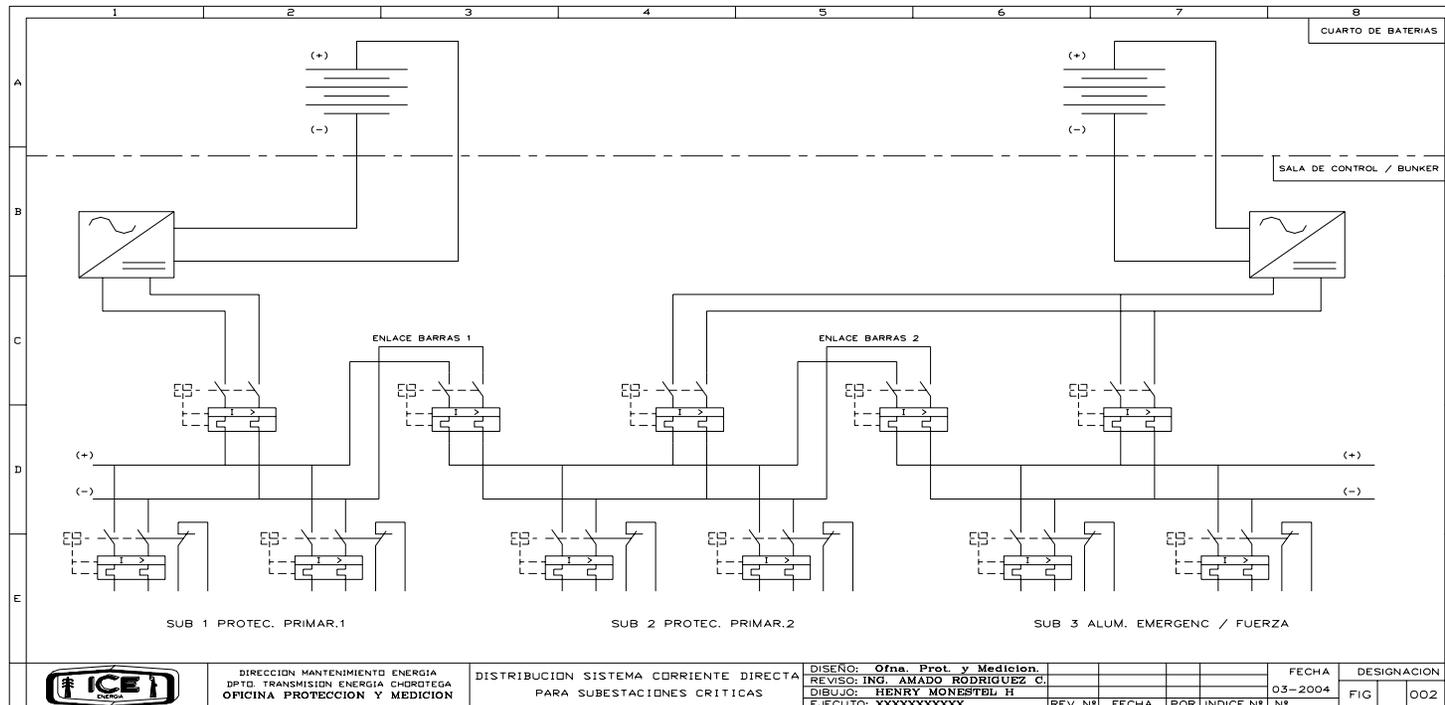
Los negativos de ambos bancos de baterías deben estar conectados entre si.

El voltaje nominal del banco de baterías será 125 V CD.

Se utilizarán circuitos independientes, protegidos por fusibles, para la alimentación del circuito de disparo y de cierre de cada interruptor, y para cada conjunto de relevadores. Se utilizarán también circuitos independientes para la alimentación de los dos esquemas de protección primaria de un elemento crítico o semicrítico, en los casos excepcionales en que ambos se alimenten desde un solo banco de baterías.

Ver documento "Normalización Sistemas de Corriente Directa".

	<b>INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD UEN TRANSPORTE ELECTRICIDAD</b>	<b>Código: TE- 2820-NO-56-001</b>
	<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>
		<b>Página 1/127</b>
<b>Solicitud de Cambio No:</b>	<b>Elaborado por: Comité Técnico de Normalización Sistemas de Protección, Medición y Control</b>	<b>Aprobado por: Director General UEN</b>
		<b>Rige a partir de:</b>



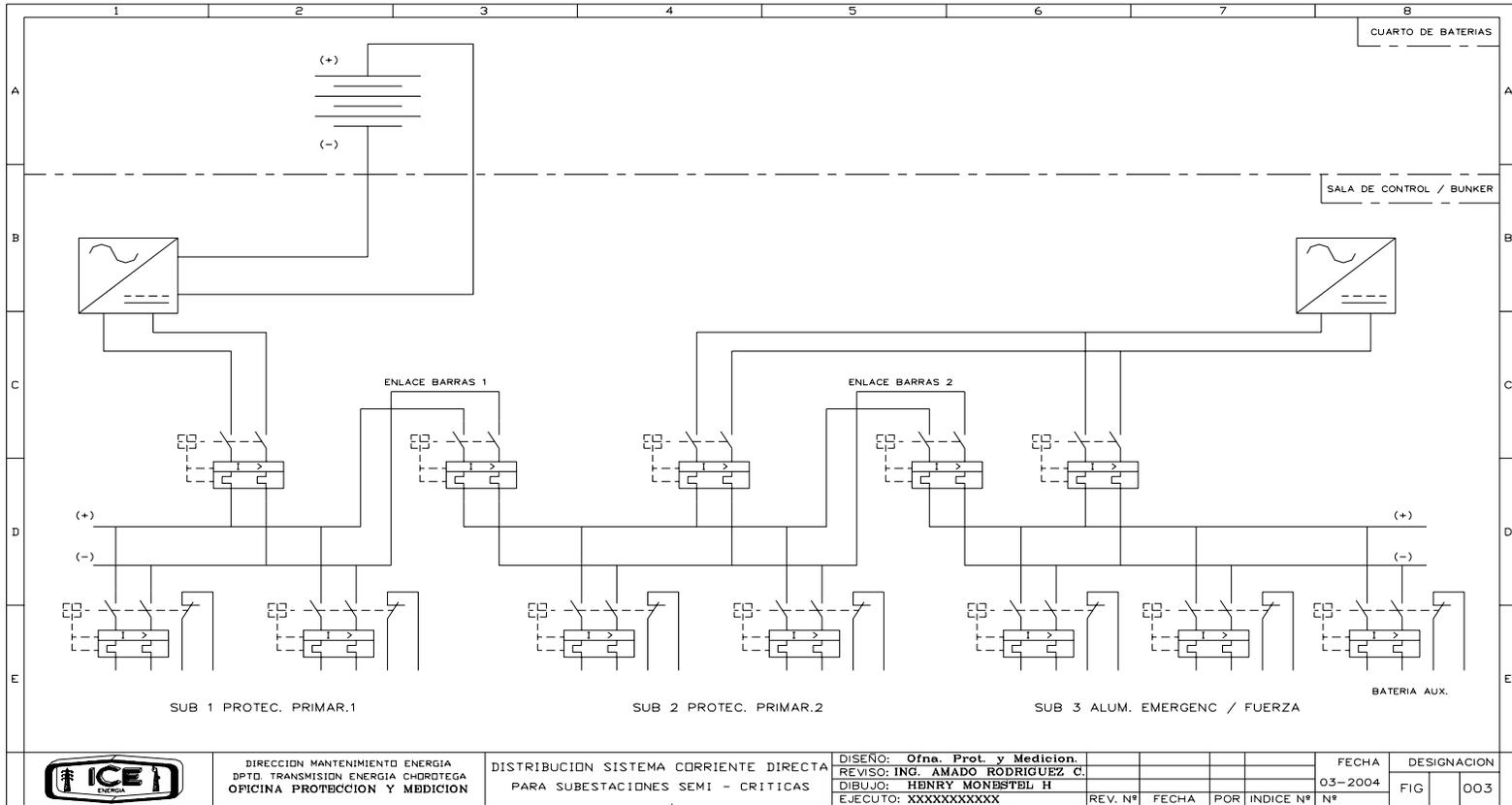
© Documento Normativo Propiedad del ICE, prohibida su reproducción total o parcial sin autorización



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**



DIRECCION MANTENIMIENTO ENERGIA  
DPTD. TRANSMISION ENERGIA CHORDTEGA  
OPICINA PROTECCION Y MEDICION

DISTRIBUCION SISTEMA CORRIENTE DIRECTA  
PARA SUBESTACIONES SEMI - CRITICAS

DISENO: Ofna. Prot. y Medicion.  
REVISO: ING. AMADO RODRIGUEZ C.  
DIBUJO: HENRY MONESTEBL H  
EJECUTO: XXXXXXXXXXXX

REV. N°	FECHA	POR	INDICE N°	N°

FECHA  
03-2004

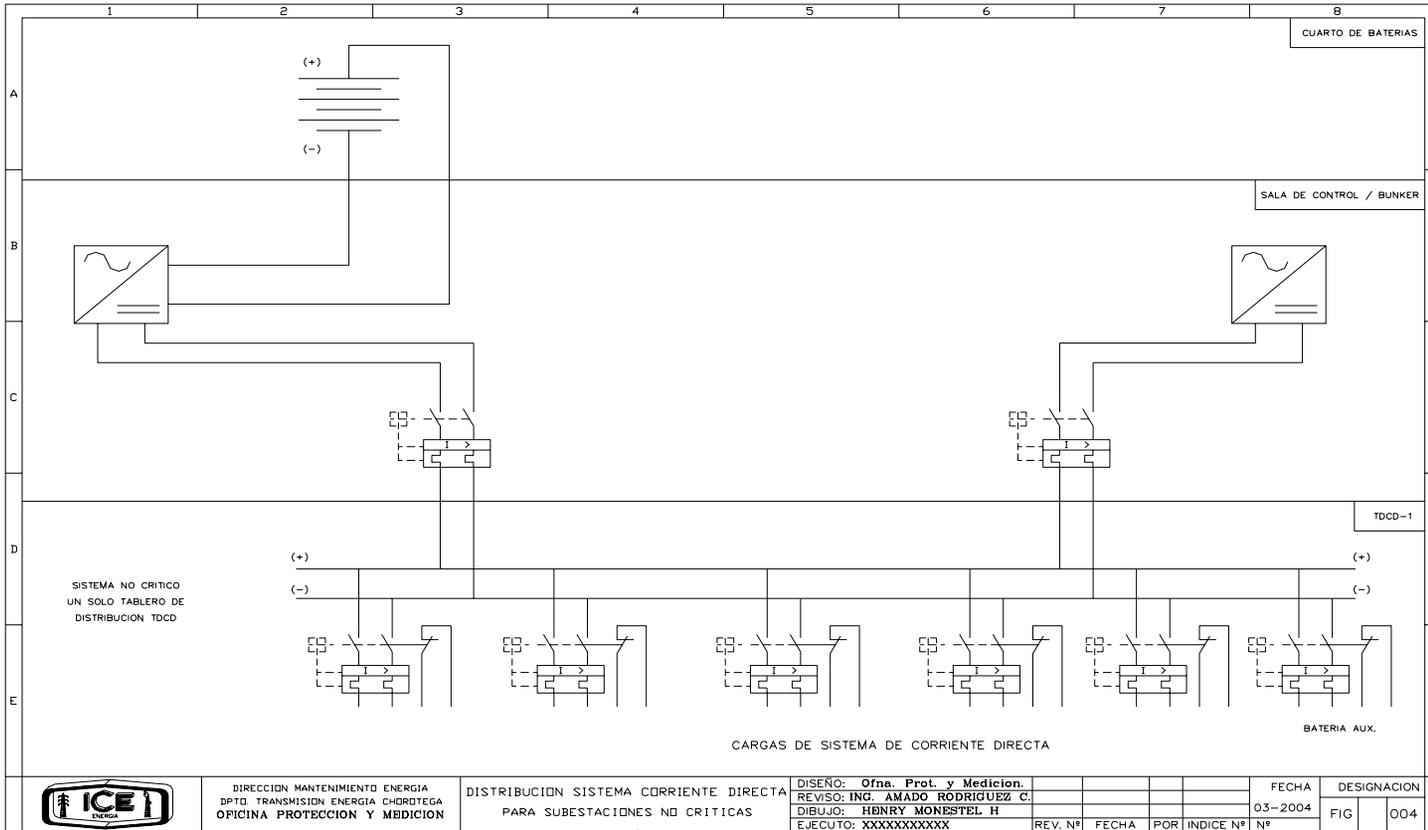
DESIGNACION  
FIG 003



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

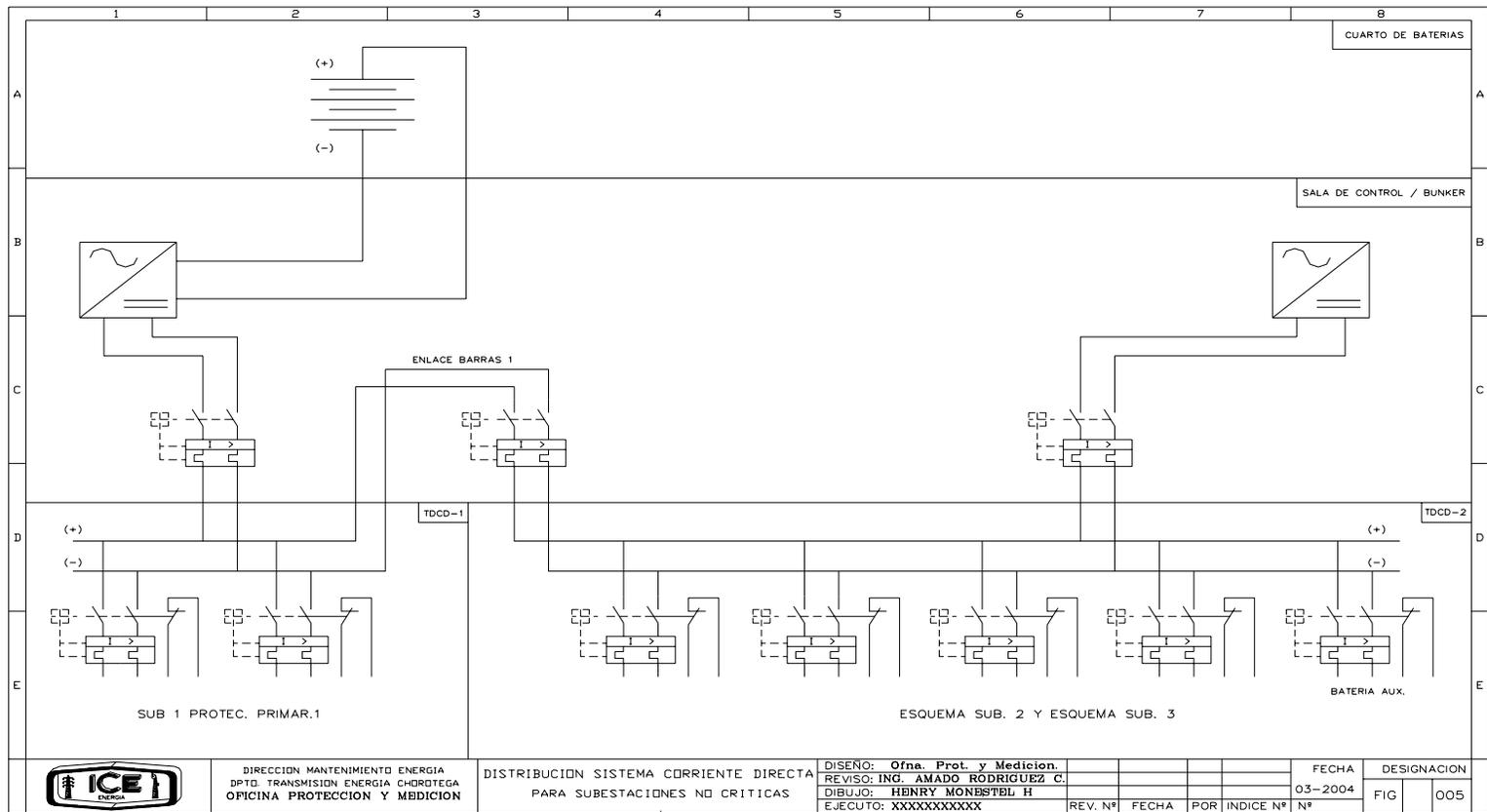
**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**





<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>	<b>Versión: 1.0</b>	<b>Código</b>
		<b>TE- 2820-NO-56-001</b>



DIRECCION MANTENIMIENTO ENERGIA  
 DPTO. TRANSMISION ENERGIA CHORRORTEGA  
 OFICINA PROTECCION Y MEDICION

DISTRIBUCION SISTEMA CORRIENTE DIRECTA  
 PARA SUBESTACIONES NO CRITICAS

DISEÑO: **Ofna. Prot. y Medicion.**  
 REVISO: **ING. AMADO RODRIGUEZ C.**  
 DIBUJO: **HENRY MONESTEBL H**  
 EJECUTO: **XXXXXXXXXX**

REV. Nº	FECHA	POR	INDICE Nº	Nº

FECHA	DESIGNACION
03-2004	FIG 005

	<b>INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD UEN TRANSPORTE ELECTRICIDAD</b>		<b>Código: TE- 2820-NO-56-001</b>
	<b>NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION</b>		<b>Versión: 1.0</b>
<b>Solicitud de Cambio No:</b>	<b>Elaborado por: Comité Técnico de Normalización Sistemas de Protección, Medición y Control</b>	<b>Aprobado por: Director General UEN Transporte Electricidad</b>	<b>Rige a partir de:</b>
			<b>Página 1/127</b>

## 6.28 SECCIONADORAS

Si bien las seccionadoras no son elementos integrantes de los esquemas de protección, aportan información a estos esquemas sobre la topología de la subestación. Se requiere a este fin que las seccionadoras dispongan de contactos auxiliares indicadores de su posición.

## OTROS ASPECTOS ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

### 6.29 CONFIGURACIONES DE BARRAS

Debe evitarse utilizar configuraciones simples en barras críticas y semicríticas, sin embargo los esquemas de barras deben ser tratados de una manera mas detallada para cada subestación, donde dependerán los rubros de costo – beneficio, así como la ubicación de la misma dentro de la topología de la red del SNI. Anteriormente se definieron los posibles esquemas a utilizar, pero depende de lo antes expuesto para establecer la configuración a emplear.

### 6.30 DUPLICIDAD DE ELEMENTOS

En los sistemas de eliminación de fallas de los elementos críticos y semicríticos debe asegurarse que los esquemas de protección tengan el mínimo de elementos en común. Esto implica:

1. Información desde diferentes devanados secundarios de los transformadores de corriente y potencial.
2. Alimentación desde baterías independientes.
3. Actuación sobre distintas bobinas de disparo de los interruptores.



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código**

**TE- 2820-NO-56-001**

En los elementos semicríticos se admitirá por excepción que los esquemas de protección compartan el mismo devanado secundario de los transformadores de potencial y la misma batería, pero en ambos casos deben utilizar circuitos independientes protegidos por fusibles o termomagnéticos, según corresponda.

### **6.31 RELEVADORES AUXILIARES DE DISPARO Y BLOQUEO (86)**

Se recomienda la utilización de relevadores auxiliares de disparo y bloqueo (86) en aquellos esquemas de protección en que un mismo relevador debe iniciar el disparo de varios interruptores. Casos típicos son las protecciones diferenciales de barras, transformadores y líneas conectados a barras con configuración de interruptor y medio. Debe evaluarse en cada caso el tipo de reposición que debe tener el relevador 86 (manual o eléctrica).

### **6.32 LOCALIZACIÓN DE FALLAS**

Se debe disponer de medios de localización de fallas en las líneas de transmisión, en especial en las líneas de mayores longitudes o difícil acceso. Deben utilizarse para este fin las funciones de localización de fallas disponibles en los relevadores digitales.

### **6.33 REGISTRO OSCILOGRÁFICO (Osciloperturbógrafos)**

Se debe disponer de registro oscilográfico (independiente del de los relevadores digitales) en subestaciones críticas y subestaciones cuya ubicación topológica en el SNI los hace importantes para el análisis de fallas.

Los registradores de fallas deben tener puertos de comunicación serial para facilitar el acceso remoto a la información. Los registradores deben tener un mínimo de elementos en común con las protecciones cuyo comportamiento supervisan.

Son equipos que registran gráficamente las variables eléctricas asociadas con las perturbaciones del sistema durante el período de duración de dicho acontecimiento, almacenadas en disco duro del equipo.

La resolución de estos equipos debe garantizar la recopilación del fenómeno a la velocidad en que este se produzca por lo que deben ser muy rápidos y precisos.



Se aplican en la recopilación de fenómenos del sistema como: disparos/recierres en líneas, disparos en unidades/transformadores, oscilaciones en el sistema, fallas en barras y también como equipo de soporte durante las pruebas de puesta en servicio de los distintos sistemas. Se inicia con un contacto de alarma de las protecciones P1 y P2.

Se deben incorporar las señales digitales que ayuden a reconstruir las condiciones en que se encontraba el sistema en el momento de la falla, en aquellos lugares donde no se cuente con registradores de eventos.

Debe estar conectado al circuito de corrientes de la protección principal 1 (P1).

A continuación se listan las señales tanto analógicas como digitales que conviene registrar:

Señales analógicas:

- 4 canales para entradas de tensiones, para monitorear las tres fases y el voltaje de secuencia cero del potencial de barras. (4 canales por cada barra a monitorear)
- 4 canales para entradas de corrientes, para monitorear las tres fases y el neutro de cada módulo. (4 canales por cada módulo a monitorear)

En caso de subestaciones con mas de dos transformadores, se recomienda el monitoreo de por lo menos dos transformadores.

De haber limitación de canales analógicos, se pueden sensar solamente 2 corrientes de fases y utilizar el tercer canal para medición de la corriente de secuencia cero.

Señales digitales:

Para las señales digitales se establece el siguiente orden de prioridades, según la sección de que se trate:

- Sección de línea:
  1. Arranque de la protección.
  2. Alarma disparo de protección.
  3. Posición de interruptor (abierto / cerrado)
  4. Salida orden de recierre.
  5. Falla canal de disparo.



6. Disparo protección falla interruptor.
  7. Estado de interruptor (listo para operar).
- Sección de transformación:
    1. Prevención daño transformador (protecciones propias).
    2. Disparo protección diferencial del transformador.
    3. Disparo protección sobrecorriente del transformador.
    4. Posición interruptor (alta y baja si existe).
    5. Estado de interruptor (listo para operar).
    6. Disparo protección falla interruptor (si existe).
    7. Falla canal de disparo.
  - Entradas comunes:
    1. Disparo diferencial de barras.
    2. Fallo en subestación (sistema de DC, AC, termomagnético, etc.).
    3. Protección bloqueada.

Dependiendo de la cantidad de canales digitales disponibles, si no hubiera suficientes para todas las señales, se definirán las señales más importantes por sección respetando las prioridades establecidas.

### **6.34 SINCRONIZACIÓN.**

Se empleará el equipo de supervisión de sincronismo (sincro-check) que viene incorporado en los relés de protección para la función de supervisión del sistema de cierre manual y recierre.

### **6.35 REQUISITOS VARIOS QUE DEBEN CUMPLIRSE.**

- a. Dimensión de los ductos en las subestaciones. Como norma, el espacio libre para trabajar dentro del ducto debe ser de la misma dimensión del espacio



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

empleado por las canastas en el mismo, con una profundidad mínima de 0,6 metros.

- b. En caso de enviar cables por tubería dentro de la subestación, por ningún motivo ésta debe ser de una longitud mayor de 10 metros entre el ducto y la estructura destino.
- c. Para la construcción de subestaciones llave en mano, los contratistas deben tomar como referencia en cuanto a nivel de detalle, tanto en la instalación de equipos, como normas de alambrado, dos subestaciones definidas por el ICE. Esto cubre detalles simples que no están escritos en los manuales de normalización.
- d. Respecto al cableado, no se permite el envío de señales de niveles de voltaje diferentes dentro de una misma monga. Para ello deben emplearse entonces mongas separadas.
- e. Los cables comienzan en la regleta del tablero origen y terminan en la regleta del tablero destino, no se permite emplear tableros como regletas intermedias para continuar con las señales hacia otro tablero de destino diferente.

### **6.36 LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES RIGEN PARA LOS ESQUEMAS CRÍTICOS, SEMICRÍTICOS Y NO CRÍTICOS.**

Para la instalación en tableros, en el caso de tableros de 600 mm de ancho, se instalarán protecciones para un máximo de dos módulos con regletas a un solo lado del tablero.

Para las protecciones P1, ubicadas en tableros de 800 mm de ancho, se instalarán regletas a ambos lados, con 4 módulos como máximo si se trata de protecciones diferenciales de línea (87L) y tres módulos si se trata de protecciones por impedancia (21).

Las protecciones P1 están ubicadas en tableros separados de las P2.

Las protecciones P2 y el sistema de control se alambrarán en otro tablero separado, con un máximo de dos módulos por tablero.



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

La diferencial de barras (87B) se alambrará en un tablero separado.

Se empleará un interruptor térmico por tablero y dos fusibles  $\pm$  por cada fuente de alimentación del relé. Para ello el relé debe contar con supervisión de falla de fusible.

El equipo de teleprotección debe estar ubicado lo mas cerca posible de los tableros de protecciones.

En el caso de líneas de enlace con países vecinos, si son críticas, los dos esquemas de protección primaria serán de comparación direccional con relevadores de distancia (21) y contarán con funciones específicas de protección contra fallas monofásicas a tierra de alta resistencia (no menos de  $30 \Omega$ ). Esto contribuye a independizar las labores de operación y mantenimiento de las redes de ambos países.

## Fin de la Norma



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**

## **CONTROL DE ELABORACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN**

Este documento fue elaborado por Subcomité Sistemas de Protección, Comité Técnico de Normalización Sistemas de Protección, Medición y Control, cuyos miembros se citan a continuación:

<b>ELABORÓ</b>	<b>DEPENDENCIA</b>	<b>FECHA</b>

<b>REVISO</b>	<b>FIRMA</b>	<b>FECHA</b>
<b>APROBÓ</b>	<b>FIRMA</b>	<b>FECHA</b>
Ing. Edwin Gerardo Bogantes Villegas		

## **ANEXOS**

<b>ANEXO</b>	<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE</b>
1		<b>NORMALIZACION DE REGLETAS – TABLEROS DE PROTECCION</b>



## ANEXO 1:

### NORMALIZACION DE REGLETAS – TABLEROS DE PROTECCION

PROTECCIONES DE LINEA (IMPEDANCIA Y DIFERENCIAL)		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>ALIMENTACION DE FUENTE</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>ENTRADAS ANALOGICAS</b>		
100		
1	Corriente fase R (entrada)	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada)	
5	Corriente fase R ( salida )	
6	Corriente fase S ( salida )	
7	Corriente fase T ( salida )	
8	Corriente del neutro ( salida )	
9	Voltaje fase R	
10	Voltaje fase S	
11	Voltaje fase T	
12	Voltaje neutro	
13	Voltaje de referencia	
14	Voltaje de referencia	
19	Disponibles	
20	Disponibles	
21	Disponibles	
22	Disponibles	
<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPAROS Y RECIERRE )</b>		
200		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	4



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

Versión: 1.0

**Código**  
**TE- 2820-NO-56-001**

18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	4
19	Disparo del interruptor fase R	
20	Disparo del interruptor fase S	
21	Disparo del interruptor fase T	
23	(+125 VCD) Alimentación recierre (ctrl)	
24	Orden de recierre del interruptor	
25	(+125 VCD) Alimentación disparo 50BF(desde 87B o 50BF)	
26	Disparo 50BF hacia diferencial de barras o arranque 50 BF externo	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
29	Disparo del interruptor reserva	
<b>300</b>	<b>ENTRADAS BINARIAS</b>	
50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
25	(-125 VCD) Arranque	
26	Arranque externo de la protección 50BF	
53	Disparo térmico potencial de linea	
54	Posición del interruptor tripolar	
55	Bloqueo recierre por cierre manual y arranque sincronizacion	
56	Recibo de carrier	
57	Falla de teleprotección	
58	Bloqueo del interruptor	
59	Bloqueo recierre	
60	Desbloqueo recierre	
61	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo Fase R (o tripolar)	1
62	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo Fase S	1
63	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo Fase T	1
80	Disponible	2
81	Disponible	2
82	Disponible	2
<b>400</b>	<b>SALIDAS DIGITALES</b>	
25	(+125 VCD) Arranque	
26	Arranque externo de la protección 50BF	
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
30	Alimentación equipo de teleprotección	



31	Señal envío teleprotección	
32	Disparo 50 BF	
33	Alarma disparo general protección	6
34	Opero recierre	6
35	Alarma falla medición	6
36	Alarma disparo fase R	6
37	Alarma disparo fase S	6
38	Alarma disparo fase T	6
39	Disponible	6
40	Alarma falla fuente protección	
41	Alarma Recierre bloqueado	6
42	Alarma arranque general	6
43	Alarma falla canal de disparo	6
44	Alarma falla teleprotección	6
63	(+125 VCD) Alimentación OSC	5
64	Disparo fase R OSC	5
65	Disparo fase S OSC	5
66	Disparo fase T OSC	5
67	Arranque general OSC	5
68	Disparo protección 50BF OSC	5
69	Operación de recierre OSC	5
70	Señal envío de carrier OSC	5
71	Señal recibo de carrier OSC	5
500	<b>PERMISOS O COMANDOS SALIDAS</b>	
523	Permiso o comando de cierre interruptor de línea por sincrocheck Bus Permiso o comando de cierre interruptor reserva por sincrocheck	
524		
525		
526		
	<b>PERMISOS ENTRADAS</b>	
518	(-) 125 Vdc control de reserva	
519	Bus interruptor de reserva abierto	
527	Bus arranque sincronización reserva	
520	Indicación de posición seccionadora derivación cerrada	
552	Bus disparo térmico potencial de barras	

( 1 ) Se requiere bloqueo 74C cuando la configuración es con 2 EB

( 2 ) Señales se requieren de acuerdo al esquema y configuración de protección.



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código**

**TE- 2820-NO-56-001**

**( 3 ) Alimentación de 125 Vdc para bloqueo recierre**

**( 4 ) P1 DC de disparo y P2 DC de control**

**( 5 ) Aplica solo en subestaciones críticas**

**( 6 ) Aplica donde no hay comunicación con unidad central (sistema de control)**



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

Versión: 1.0

Código  
TE- 2820-NO-56-001

PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEA 87L (P1)		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>ALIMENTACION DE FUENTE</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>ENTRADAS ANALOGICAS</b>		
100		
1	Corriente fase R (entrada)	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada)	
5	Corriente fase R ( salida )	
6	Corriente fase S ( salida )	
7	Corriente fase T ( salida )	
8	Corriente del neutro ( salida )	
9	Voltaje fase R ( línea ) opcional para medición	
10	Voltaje fase S ( línea ) opcional para medición	
11	Voltaje fase T ( línea ) opcional para medición	
12	Voltaje neutro ( línea ) opcional para medición	
<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>		
200		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor fase R o ( tripolar )	
20	Disparo del interruptor fase S	
21	Disparo del interruptor fase T	
25	(+125 VCD) Alimentación disparo 50BF(desde 87B o 50BF)	
26	Disparo 50BF hacia diferencial de barras o arranque 50 BF externo	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
29	Disparo del interruptor reserva	
30	(+125 VCD de planta) Alimentación disparo	1
31	Salida a Matriz disparos generadores	1
<b>ENTRADAS BINARIAS</b>		
300		
25	(-125 VCD) Arranque	
26	Arranque externo de la protección 50BF	



50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
53	Disparo térmico potencial de línea	
61	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo Fase R (o tripolar)	
62	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo Fase S	
63	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo Fase T	
400	<b>SALIDAS DIGITALES</b>	
25	(+125 VCD) Arranque	
26	Arranque externo de la protección 50BF	
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
30	Alimentación equipo de teleprotección	
31	Señal envío teleprotección	
32	Disparo 50 BF	2
33	Alarma disparo protección	2
35	Alarma falla medición	2
36	Alarma arranque fase R	2
37	Alarma arranque fase S	2
38	Alarma arranque fase T	2
39	Alarma arranque N	2
40	Alarma falla fuente protección	2
42	Alarma arranque general	2
43	Alarma falla canal de disparo	2
44	Alarma falla comunicación	2
63	(+125 VCD) Alimentación OSC	
64	Disparo fase R OSC	
65	Disparo fase S OSC	
66	Disparo fase T OSC	
67	Arranque general OSC	
68	Disparo protección 50BF OSC	
69		
70		
71		
500	<b>PERMISOS O COMANDOS SALIDAS</b>	
523	Permiso o comando de cierre interruptor de línea por sincrocheck	
524		



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**

522	Bus Permiso o comando de cierre interruptor reserva por sincrocheck	
526		
<b>PERMISOS ENTRADAS</b>		
518	(-) 125 Vdc control de reserva	
519	Bus interruptor de reserva abierto	
527	Bus arranque sincronización reserva	
520	Indicación de posición seccionadora derivación cerrada	
552	Bus disparo térmico potencial de barras	
( 1 ) Aplica solo en líneas entre Plantas Generadoras y Subestaciones y en enlaces cortos entre subestaciones		
( 2 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )		



PROTECCION DE LINEAS CON GENERACION ( P2 )		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>ALIMENTACION DE FUENTE</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>100 ENTRADAS ANALOGICAS</b>		
1	Corriente fase R (entrada)	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada)	
5	Corriente fase R ( salida )	
6	Corriente fase S ( salida )	
7	Corriente fase T ( salida )	
8	Corriente del neutro ( salida )	
9	Voltaje fase R <b>VL</b>	
10	Voltaje fase S <b>VL</b>	
11	Voltaje fase T <b>VL</b>	
12	Voltaje neutro <b>VL</b>	
13	Voltaje de referencia <b>VB</b>	
14	Voltaje de referencia <b>VB</b>	
<b>200 SALIDAS DIGITALES ( DISPAROS Y RECIERRE )</b>		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
25	(+125 VCD) Alimentación disparo 50BF(desde 87B o 50BF)	
26	Disparo 50BF hacia diferencial de barras o arranque 50 BF externo	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
<b>29</b>	Disparo del interruptor reserva	
<b>300 ENTRADAS BINARIAS</b>		
50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	



53	Disparo térmico potencial de línea	
54	Posición del interruptor tripolar	
55	Bloqueo recierre por cierre manual	
58	Bloqueo del interruptor	
61	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo	
<b>400</b>	<b>SALIDAS DIGITALES ( ALARMAS )</b>	
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
32	Disparo 50 BF	1
33	Operación protección ( 51 Trip + 74TC )	1
35	Disponible	1
40	Alarma falla fuente protección	
42	Disponible	1
43	Disponible	1
<b>500</b>	<b>PERMISOS SALIDAS</b>	
523	Permiso o comando de cierre interruptor de línea por sincrocheck	
524		
525	Bus Permiso o comando de cierre interruptor reserva por sincrocheck	
526		
	<b>PERMISOS ENTRADAS</b>	
518	(-) 125 Vdc control de reserva	
519	Bus interruptor de reserva abierto	
527	Bus arranque sincronización reserva	
520	Indicación de posición seccionadora derivación abierta	
552	Bus disparo térmico potencial de barras	

( 1 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )

VL = VOLTAJE LINEA

VB = VOLTAJE BARRA



PROTECCION DE DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T)		
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>REGLETA GENERAL ( Y# )</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>400 SALIDAS DIGITALES</b>		
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
33	Alarma disparo general	1
35	Alarma falla medición	1
40	Alarma falla de fuente	
63	(+125 VCD) Alimentación OSC	
64	Alarma disparo protección 87T OSC	
<b>100 REGLETA MODULO ALTA ( Y#-1)</b>		
1	Corriente fase R (entrada )	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada )	
5	Corriente fase R (salida)	
6	Corriente fase S (salida)	
7	Corriente fase T (salida )	
8	Corriente del neutro (salida )	
<b>200 SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
25	(+125v) +Disparo	
26	Arranque de la 50BF	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
29	Disparo del interruptor reserva	



100	<b>REGLETA MODULO MEDIA ( Y#-2)</b>	
1	Corriente fase R (entrada )	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada )	
5	Corriente fase R (salida)	
6	Corriente fase S (salida)	
7	Corriente fase T (salida )	
8	Corriente del neutro (salida )	
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>	
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
29	Disparo del interruptor reserva	
100	<b>REGLETA MODULO BAJA ( Y#-3)</b>	2
1	Corriente fase R (entrada )	2
2	Corriente fase S (entrada)	2
3	Corriente fase T (entrada)	2
4	Corriente del neutro (entrada )	2
5	Corriente fase R (salida)	2
6	Corriente fase S (salida)	2
7	Corriente fase T (salida )	2
8	Corriente del neutro (salida )	2
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>	
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
29	Disparo del interruptor	
( 1 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )		
( 2 ) Solo donde aplique		

**Nota: Significado de los dígitos que componen la identificación de regleta**



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION	Versión: 1.0	Código
		TE- 2820-NO-56-001

Y = Regleta vertical
# = Número de identificación del relé ( P1 , P2 ... Pn )
1= Lado de alta
2= Lado de media
3= Lado de baja
n= otros devanados



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

Versión: 1.0

Código  
TE- 2820-NO-56-001

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE (51T) ALTA		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>REGLETA GENERAL ( Y# )</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>300 ENTRADAS BINARIAS</b>		
25	(-125v) -Disparo	
26	Arranque de la 50BF	
50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
61	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo.	
<b>400 SALIDAS DIGITALES</b>		
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
33	Alarma disparo protección	1
35	Alarma falla medición	1
40	Alarma falla fuente protección	
42	Alarma arranque general	1
43	Alarma falla canal de disparo	1
63	(+125 VCD) Alimentación OSC	
67	Alarma disparo protección 51T OSC	
68	Disparo protección 50BF OSC	
<b>100 REGLETA MODULO ALTA ( Y#-1)</b>		
1	Corriente fase R (entrada )	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada )	
5	Corriente fase R (salida)	
6	Corriente fase S (salida)	
7	Corriente fase T (salida )	



8	Corriente del neutro (salida )	
<b>REGLETA MODULO ALTA ( Y#-1)</b>		
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>	
25	(+125 VCD) Alimentación disparo 50BF(desde 87B o 50BF)	
26	Disparo 50BF hacia diferencial de barras o arranque 50 BF externo	
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
29	Disparo del interruptor reserva	
<b>REGLETA MODULO MEDIA ( Y#-2)</b>		
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>	
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
29	Disparo del interruptor reserva	
<b>REGLETA MODULO BAJA ( Y#-3)</b>		
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>	2
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
( 1 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )		

<b>Nota: Significado de los dígitos que componen la identificación de regletas</b>
<b>Y = Regleta vertical</b>
<b># = Número de identificación del relé ( P1 , P2 ... Pn )</b>
<b>1= Lado de alta</b>
<b>2= Lado de media</b>
<b>3= Lado de baja</b>
<b>n= otros devanados</b>



PROTECCION DE SOBRECORRIENTE (51T) MEDIA		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>REGLETA GENERAL ( Y# )</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>300 ENTRADAS BINARIAS</b>		
50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
61	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo.	
<b>400 SALIDAS DIGITALES</b>		
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
33	Alarma disparo protección	1
35	Alarma falla medición	1
40	Alarma falla fuente protección	
42	Alarma arranque general	1
43	Alarma falla canal de disparo	1
<b>100 REGLETA MODULO MEDIA ( Y#-2)</b>		
1	Corriente fase R (entrada )	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada )	
5	Corriente fase R (salida)	
6	Corriente fase S (salida)	
7	Corriente fase T (salida )	
8	Corriente del neutro (salida )	
<b>200 SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**

27	(+125 VCD) Alimentación disparo reserva	
<b>29</b>	Disparo del interruptor reserva	
( 1 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )		

**Nota: Significado de los dígitos que componen la identificación de regletas**

**Y = Regleta vertical**

**# = Número de identificación del relé ( P1 , P2 ... Pn )**

**1= Lado de alta**

**2= Lado de media**

**3= Lado de baja**

**n= otros devanados**



PROTECCION SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LINEA (67)		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>ALIMENTACION DE FUENTE</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>ENTRADAS ANALOGICAS</b>		
100		
1	Corriente fase R (entrada)	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada)	
5	Corriente fase R ( salida )	
6	Corriente fase S ( salida )	
7	Corriente fase T ( salida )	
8	Corriente del neutro ( salida )	
9	Voltaje fase R <b>VB</b>	
10	Voltaje fase S <b>VB</b>	
11	Voltaje fase T <b>VB</b>	
12	Voltaje neutro <b>VB</b>	
13	Voltaje de referencia <b>VL</b>	
14	Voltaje de referencia <b>VL</b>	
<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPAROS Y RECIERRE )</b>		
200		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
18	(- 125 VCD) Alimentación disparo del módulo	
19	Disparo del interruptor	
23	(+125 VCD) Alimentación recierre (ctrl)	
24	Orden de recierre del interruptor	
30	(+125 VCD) Alimentación Disparos interrup. enlace de barras (50BF)	
31	Disparo del interruptor de enlace de barras (50BF)	
<b>ENTRADAS BINARIAS</b>		
300		
50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias	
52	Disparo térmico potencial de barras	



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código  
TE- 2820-NO-56-001**

53	Disparo térmico potencial de línea	
54	Posición del interruptor tripolar	
55	Bloqueo recierre por cierre manual	
58	Bloqueo del interruptor	
59	Bloqueo recierre	
60	Desbloqueo recierre	
61	Bloqueo de supervisión del canal de Disparo	
<b>400</b>	<b>SALIDAS DIGITALES ( ALARMAS )</b>	
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas	
<b>32</b>	<b>Disparo 50 BF</b>	1
33	Alarma disparo protección	1
<b>34</b>	<b>Opero recierre</b>	1
<b>35</b>	<b>Falla medición</b>	1
40	Alarma falla fuente protección	
41	Alarma Recierre bloqueado	1
<b>43</b>	<b>Alarma falla canal de disparo</b>	1

( 1 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )

VL = VOLTAJE LINEA

VB = VOLTAJE  
BARRA



PROTECCION FALLA DISYUNTOR 50 BF		NOTAS
BORNE	DESCRIPCIÓN	
<b>ALIMENTACION DE FUENTE</b>		
15	(+125 VCD) Alimentación fuente	
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente	
<b>ENTRADAS ANALOGICAS</b>		
100		
1	Corriente fase R (entrada)	
2	Corriente fase S (entrada)	
3	Corriente fase T (entrada)	
4	Corriente del neutro (entrada)	
5	Corriente fase R ( salida )	
6	Corriente fase S ( salida )	
7	Corriente fase T ( salida )	
8	Corriente del neutro ( salida )	
<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>		
200		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo 50BF(desde 87B)	
20	Disparo 50BF hacia diferencial de barras	
21		
<b>ENTRADAS BINARIAS</b>		
300		
25		
26	Recibo disparo externo.	
50	(+125 VCD) Alimentación entradas binarias	
51	(- 125 VCD) Alimentación entradas binarias	
52	Arranque externo	
54	Posición del interruptor. Si aplica	
<b>SALIDAS DIGITALES</b>		
400		
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas	
33	Alarma disparo protección 50BF	1
40	Alarma falla fuente protección	
63	(+125 VCD) Alimentación alarmas OSC	



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código**

**TE- 2820-NO-56-001**

68

Alarma disparo protección 50BF OSC

( 1 ) Aplica solo donde no hay comunicación con UC ( sistema de control )

**PROTECCION DE DIFERENCIAL DE BARRAS 87B**

**-2 87B per**



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

Versión: 1.0

Código  
TE- 2820-NO-56-001

		tablero	
BORNE	DESCRIPCIÓN		
	<b>REGLETA GENERAL Y</b>	Y1	Y2
15	(+125 VCD) Alimentación fuente		
16	(- 125 VCD) Alimentación fuente		
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO ) RESERVA</b>		
26	Disparo externo		
27	(+125 VCD) Alimentación disparo.		
29	Disparo del interruptor		
300	<b>ENTRADAS BINARIAS</b>		
50	(+125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias		
51	(-125 VCD de Protección) Alimentación entradas binarias		
52	Disparo externo ( 50 BF )		
53	Libre		
400	<b>SALIDAS DIGITALES</b>		
21	<b>Bloqueo 87B</b>		
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas		
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas		
33	Disparo por disparo 87B		
40	Alarma falla de fuente		
41	Alarma por supervisión 87B		
35	Alarma falla medición		
63	(+125 VCD) Alimentación OSC		
64	Alarma disparo 87B OSC		
100	<b>REGLETA MODULO Y1.....Y#</b>	Y1-1	Y2-1
1	Corriente fase R (entrada )		
2	Corriente fase S (entrada)		
3	Corriente fase T (entrada)		
4	Corriente del neutro (entrada )		
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>		



**NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**

**Versión: 1.0**

**Código**

**TE- 2820-NO-56-001**

17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo		
19	Disparo del interruptor fase R		
20	Disparo del interruptor fase S		
21	Disparo del interruptor fase T		
100	<b>REGLETA MODULO ENLACE BARRAS Y#</b>		
1	Corriente fase R (entrada )		
2	Corriente fase S (entrada)		
3	Corriente fase T (entrada)		
4	Corriente del neutro (entrada )		
200	<b>SALIDAS DIGITALES ( DISPARO )</b>		
17	(+125 VCD) Alimentación disparo del módulo		
19	Disparo del interruptor		

**Nota: Significado de los dígitos que componen la identificación de regletas**

**Y = Regleta vertical**

**# = Número de identificación del modulo**



NORMA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCION PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

Versión: 1.0

Código  
TE- 2820-NO-56-001

<b>SUPERVISION CANAL DE DISPARO (74 TC)</b>	
<b>BORNE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
015	(+125 VCD) Alimentación fuente
016	(- 125 VCD) Alimentación fuente
<b>200</b>	<b>ENTRADAS BINARIAS</b>
19	<b>Supervisión del canal de Disparo tripolar</b> Supervisión fase R
20	Supervisión fase S
21	Supervisión fase T
61	Supervisión del canal de Disparo tripolar Supervisión parcial del canal de Disparo Fase R ( Interruptor abierto )
62	Supervisión parcial del canal de Disparo Fase S ( Interruptor abierto )
63	Supervisión parcial del canal de Disparo Fase T ( Interruptor abierto )
	<b>SALIDAS DIGITALES</b>
27	(+125 VCD) Alimentación alarmas
28	(- 125 VCD) Alimentación alarmas
40	Alarma falla de fuente
43	Alarma por falla en canal de disparo

ANEXO 16

ESPECIFICACIÓN DE INSTALACIÓN DE  
EMPALMES Y REMATES EN CABLES