

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 1 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

**SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA  
EN ALTA TENSION**

**GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES**

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 2 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

## INDICE GENERAL

<b>CAP.1 INTRODUCCION.....</b>	<b>8</b>
1.1 Objeto.....	8
1.2 Aplicación.....	8
1.3 Consultas.....	8
1.4 Descripción del Sistema de Transmisión de TRANSENER. ....	9
<b>CAP.2 DEFINICIONES GENERALES.....</b>	<b>11</b>
2.1 Sistema de protecciones.....	11
2.2 Protecciones " <i>Sistema 1</i> " y " <i>Sistema 2</i> ". ....	12
2.3 Lógica complementaria. ....	12
2.4 Confiabilidad ( <i>Reliability</i> ). ....	12
2.5 Dependabilidad ( <i>Dependability</i> ). ....	12
2.6 Seguridad ( <i>Security</i> ). ....	12
2.7 Disponibilidad ( <i>Availability</i> ). ....	13
2.8 Tiempo de eliminación de falla ( <i>TEF</i> ). ....	13
2.9 Abreviaturas.....	15
<b>CAP.3 EQUIPAMIENTO DE SISTEMAS DE PROTECCIONES.....</b>	<b>16</b>
3.1 Criterios generales de diseño.....	16
3.1.1 Datos de partida. ....	16
3.1.2 Características de los locales.....	16
3.1.3 Condiciones ambientales.....	16
3.1.4 Instalación.....	16
3.1.5 Ensayos.....	17
3.1.6 Criterios generales de confiabilidad y disponibilidad.....	18
3.1.7 Experiencia previa. ....	19
3.1.8 Expansiones y modificaciones.....	19
3.1.9 Puesta a tierra de las protecciones.....	19
3.1.10 Cableado de funciones de protección.....	19
3.1.11 Sistema de prueba.....	20
3.1.12 Borneras. ....	21
3.1.13 Convenciones a utilizar en el proyecto. ....	22

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 3 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

3.2	Alimentaciones auxiliares.....	23
3.2.1	Tensiones disponibles.....	23
3.2.2	Tensión de protección ( <i>PP/NP</i> ).....	23
3.2.3	Tensión de comando ( <i>PC/NC</i> ).....	23
3.2.4	Tensiones para teleprotección.....	24
3.2.5	Tensiones para señalización y alarma.....	24
3.2.6	Falta de tensión auxiliar.....	24
3.2.7	Requerimientos de los convertidores CC/CC de las protecciones.....	24
3.3	Tensiones y corrientes de medición.....	25
3.3.1	Valores típicos.....	25
3.3.2	Circuitos de tensión y corriente.....	25
3.4	Criterios de diseño de la lógica complementaria.....	27
3.4.1	Componentes.....	27
3.4.2	Aviso de fallas.....	27
3.4.3	Informaciones.....	27
3.4.4	Aislación de las señales de entrada.....	27
3.4.5	Aislación de las señales de salida.....	28
3.4.6	Función disparo.....	28
3.4.7	Unidades de disparo.....	29
3.4.8	Bloqueo al cierre de los interruptores y enclavamiento del disparo.....	30
3.4.9	Supervisión de los circuitos de disparo.....	30
3.4.10	Orden de recierre.....	31
3.4.11	Alarmas locales.....	31
3.4.12	Alarmas remotas.....	31
<b>CAP.4</b>	<b>ESTUDIOS DEL SISTEMA PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES.....</b>	<b>32</b>
4.1	Introducción.....	32
4.2	Estudio de cortocircuito.....	32
4.2.1	Flujos de carga.....	32
4.2.2	Metodología.....	32
4.3	Presentación de resultados.....	33
4.4	Estudios complementarios.....	37
4.4.1	Estudios estáticos.....	37

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 4 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

4.4.2	Estudios dinámicos.....	37
4.4.3	Estabilidad y transitorios. ....	38
<b>CAP.5</b>	<b>PROTECCIONES DE LÍNEA. ....</b>	<b>39</b>
5.1	Requerimientos generales de las protecciones de línea. ....	39
5.1.1	Integración. ....	39
5.1.2	Tipo de protección a utilizar. ....	39
5.1.3	Elevada seguridad operativa.....	39
5.1.4	Discriminación entre condiciones de falla y de condiciones de carga. ....	39
5.1.5	Fuente débil. ....	39
5.1.6	Cierre sobre falla. ....	40
5.1.7	Selección de la fase fallada. ....	40
5.1.8	Disparo entre el 0 y el 100% longitud de línea. ....	40
5.1.9	Respaldo local y remoto de protecciones zonales.....	40
5.1.10	Protecciones direccionales de sobrecorriente de fase y tierra direccionales. ....	40
5.1.11	Función sobrecorriente de secuencia inversa. ....	41
5.1.12	Función “Stub”. ....	41
5.1.13	Función sobretensión. ....	41
5.1.14	Funciones para líneas con compensación serie.....	41
5.1.15	Recierre. ....	42
5.1.16	Entradas y salidas. ....	44
5.1.17	Lógica programable. ....	44
5.1.18	Sincronización horaria. ....	44
5.1.19	Display de comunicación.....	45
5.1.20	Grupos de ajuste. ....	45
5.1.21	Contraseñas.....	45
5.1.22	Señalización local. ....	45
5.1.23	Corte de la alimentación.....	45
5.1.24	Interrogación remota.....	45
5.2	Requerimientos particulares de las protecciones distanciométricas.....	45
5.2.1	Arranque. ....	45
5.2.2	Medición. ....	45
5.2.3	Inmunidad ante sobrealcances.....	46

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 5 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

5.2.4	Sensibilidad direccional ilimitada. ....	46
5.2.5	Selección de fase fallada. ....	46
5.2.6	Cantidad mínima de zonas de medición.....	46
5.2.7	Tiempo de operación.....	46
5.2.8	Bloqueo por falta tensión de medición.....	47
5.2.9	Teleprotección. ....	47
5.2.10	“Weak end infeed” ó “Fuente débil”.....	50
5.2.11	Oscilaciones de potencia.....	51
5.3	Requerimientos particulares de las protecciones diferenciales de línea.....	52
5.4	Lógica complementaria a las protecciones de línea. ....	53
5.4.1	Transferencia Disparo Directo ( <i>TDD</i> ). ....	53
5.4.2	Informaciones de equipos de playa. ....	56
5.5	Localizador de fallas.....	58
5.6	Registrador de Perturbaciones.....	59
5.7	Ajuste de protecciones de línea. ....	61
5.7.1	Ajuste de una protección distanciométrica. ....	61
5.7.2	Ajustes del recierre.....	67
5.7.3	Ajustes de la protección direccional de sobrecorriente a tierra.....	68
<b>CAP.6</b>	<b>PROTECCIONES DE INTERRUPTOR.....</b>	<b>70</b>
6.1	Generalidades. ....	70
6.2	Protección de falla interruptor ( <i>PFi</i> ). ....	70
6.2.1	Objeto. ....	70
6.2.2	Criterios de equipamiento. ....	70
6.2.3	Criterios de ajuste.....	72
6.3	Protección de discrepancia de polos eléctrica ( <i>PDP</i> ).....	73
6.3.1	Objeto. ....	73
6.3.2	Criterios de equipamiento. ....	74
6.3.3	Principio de funcionamiento. ....	74
6.3.4	Criterios de ajuste.....	75
6.4	Dispositivo antibombeo. ....	75
6.4.1	Objeto. ....	75
6.4.2	Funcionamiento. ....	76

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 6 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.7 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES.....77**

7.1	Generalidades. ....	77
7.2	Criterios de equipamiento.....	79
7.2.1	Criterios generales.....	79
7.2.2	Nivel Primario.....	80
7.2.3	Nivel Secundario.....	81
7.2.4	Nivel Terciario.....	81
7.2.5	Actuaciones y alarmas.....	82
7.2.6	Protecciones intrínsecas o propias.....	82
7.2.7	Protecciones de la red.....	85

## **CAP.8 PROTECCIONES DE REACTORES DE COMPENSACION.....90**

8.1	Generalidades. ....	90
8.2	Protección de reactores de líneas.....	90
8.2.1	Protección de reactores de fase.....	90
8.2.2	Protección de reactores de neutro.....	91
8.3	Protección de reactores de barras.....	91
8.4	Protección diferencial de reactor.....	91
8.4.1	Características.....	91
8.4.2	Ajuste.....	92
8.5	Protección de sobrecorriente de fase.....	92
8.5.1	Características.....	92
8.5.2	Ajuste.....	92
8.6	Protección de cuba.....	92
8.6.1	Características.....	92
8.6.2	Ajuste.....	93
8.7	Protección de sobrecorriente de neutro.....	93
8.7.1	Características.....	93
8.7.2	Ajuste.....	93
8.8	Protección de falla interruptor.....	93

## **CAP.9 PROTECCIONES DE BARRAS.....94**

9.1	Generalidades. ....	94
9.1.1	Definición de una protección de barras.....	94

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 7 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

9.1.2	Implementación de una protección de barras.....	95
9.1.3	Criterios de ajuste.....	97
<b>CAP.10</b>	<b>PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES SERIE.....</b>	<b>99</b>
10.1	Composición de un banco de capacitores.....	99
10.2	Perturbaciones en un banco de capacitores.....	100
10.3	Equipamiento de protecciones.....	101
<b>CAP.11</b>	<b>PROTECCIÓN DE COMPENSADORES SINCRÓNICOS.....</b>	<b>106</b>
11.1	Generalidades.....	106
11.2	Requerimientos de protecciones e implementación.....	106
11.2.1	Protección diferencial del compensador sincrónico.....	106
11.2.2	Respaldo por sobrecorriente de la protección diferencial.....	106
11.2.3	Otras protecciones de la máquina.....	106
11.3	Actuaciones y disparos.....	107
11.4	Ajustes.....	107
<b>CAP.12</b>	<b>PROTECCIONES DE ACOMETIDA A GENERADORES.....</b>	<b>108</b>
12.1	Generalidades.....	108
12.2	Requerimientos del equipamiento de las acometidas a un generador.....	108
12.2.1	Protección de las acometidas.....	109
12.2.2	Protecciones de falla interruptor.....	110
12.2.3	Protección de discrepancia de polos de interruptor.....	110
12.2.4	Registro de perturbaciones e indicación cronológica.....	110

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 8 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

## **CAP.1 INTRODUCCION.**

### **1.1 OBJETO.**

La presente Guía de Diseño y Normas de Protecciones es el producto de la actualización periódica de las prácticas de ingeniería, construcción, operación y mantenimiento de las protecciones de TRANSENER.

Su objeto es orientar la labor de los proyectistas para lograr, en cada caso, una solución económica que a la vez mantenga el nivel de calidad y confiabilidad del resto de las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión de la República Argentina.

Para ello, se contempla lo siguiente:

Las condiciones ambientales de instalación de las protecciones.

Los requerimientos mecánicos, de aislación y de compatibilidad electromagnética.

La estabilidad de la red, la garantía de los materiales y la prevención de accidentes.

Los criterios de confiabilidad, redundancia y de respaldo.

Los requerimientos de autosupervisión y monitoreo necesarios para facilitar el mantenimiento y minimizar los períodos de indisponibilidad.

La Guía está dirigida a profesionales con conocimiento en el tema, por lo que, en ciertos casos, se han omitido las explicaciones de algunos de los términos o principios de uso común en el tema protecciones.

### **1.2 APLICACIÓN.**

Este documento se aplica al diseño de estaciones transformadoras de 220 kV de tensión nominal o superiores, como así también a las protecciones de las acometidas a dichas estaciones, en tensiones inferiores.

El ámbito de aplicación es todo el territorio de la República Argentina.

### **1.3 CONSULTAS.**

Las especificaciones para la instalación de algún tipo de protección no contemplado en la presente edición, como así también eventuales consultas o aclaraciones a esta Guía, deberán dirigirse a:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 9 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

TRANSENER S.A.  
Gerencia Técnica  
Dpto.Ingeniería/Protecciones  
Av. Paseo Colón 728 - 3º Piso  
(1063) - Buenos Aires - Argentina  
Tel: (54-1) 4342-6925 – Internos 500/560  
Fax: (54-1) 4331-8862

#### 1.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE TRANSENER.

El sistema de transporte de energía de TRANSENER se basa en sus antecesoras:

- ❑ Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (*Hidronor S.A.*), con operación de su sistema de transmisión desde el año 1973.
- ❑ Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (*Segba S.A.*), de igual antigüedad de habilitación, con las estaciones Gral.Rodríguez y Ezeiza.
- ❑ Agua y Energía Eléctrica S.E. (*A y E.E. S.E.*), con servicio en 500 kV desde 1981.

Tales antecesoras, entonces de propiedad y administración estatal, no sólo representaron realidades geográficas diferentes, sino que respondieron a proyectos de ingeniería distintos, con diferentes proveedores y generaciones de equipamiento, incluyendo el de protecciones, derivando en la existencia de diversidad de tecnologías, marcas, modelos y criterios de diseño de sistemas de protecciones, inmersos en una misma Compañía, a partir de la conformación de TRANSENER, en julio de 1993.

La red de TRANSENER se extiende a 14 provincias de la República Argentina, con casi 8000 km de líneas de 500 kV, 560 km de líneas de 220 kV y 27 estaciones transformadoras y de maniobra en 500 kV y 220 kV, con reducción a 132 kV en algunas de ellas.

Este Sistema de Transmisión representa casi la totalidad de las instalaciones utilizadas para el transporte de energía eléctrica en 500 y 220 kV, existente en la Argentina.

Complementariamente, TRANSENER realiza la supervisión a diversas empresas que administran las ampliaciones a dicha red.

La capacidad total de transformación de la red es de 12700 MVA, siendo la potencia reactiva instalada de 5000 MVAR en reactores, 750 MVAR en compensadores sincrónicos y 2716 MVAR en compensación por capacitores serie.

Siendo un sistema que cubre un área geográfica muy extensa, se presentan a menudo problemas de estabilidad y control de tensiones.

La necesidad de incrementar la transferencia de potencia obliga al uso de capacitores serie y mecanismos de control automático para desconexión de

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 10 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

generación, desconexión de cargas y control automático de tensión, mediante inserción de reactores de compensación en 500 kV.

En 500 kV se utiliza básicamente el recierre unipolar, con el auxilio de reactores de neutro para minimizar el efecto de la corriente de arco secundario.

La operación y el mantenimiento de la red que opera, mantiene y supervisa TRANSENER se efectúa a través de tres áreas de gestión: Región Norte, Región Metropolitana y Región Sur, en tanto que la operación telecomandada del equipamiento la efectúa el Centro de Control ubicado en Rosario (*Pcia. de Santa Fe*).

Para mayor información acerca del Sistema de Transmisión de TRANSENER se recomienda consultar la Guía de la Referencia en su versión actualizada.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 11 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## CAP.2 DEFINICIONES GENERALES.

### 2.1 SISTEMA DE PROTECCIONES.

Es el conjunto de elementos destinados a proteger las instalaciones y los equipos contra perturbaciones caracterizadas por desviaciones respecto de las condiciones normales, tales como fallas de aislación, desbalance entre potencia generada y potencia requerida por la carga, caída o incremento de tensión, pérdida de estabilidad, etc., que puedan ocasionar la destrucción parcial o total de las instalaciones y/o los equipos, la presencia de condiciones inadmisibles para el Sistema de Transmisión o daño físico a las personas.

Su misión es detectar dichas anomalías en el menor tiempo posible a partir de las informaciones analógicas y digitales correspondientes, emitiendo las órdenes de comando selectivas a los equipos adecuados con el objeto de aislar la perturbación y eventualmente, proceder a la restauración del servicio.

Forman parte de un sistema de protecciones todos los dispositivos, circuitos, etc., correspondientes a las señales de entrada/salida y las alimentaciones auxiliares, las cuales deben integrarse en forma homogénea para obtener las características operativas y de confiabilidad solicitadas.

De acuerdo con su función, los sistemas de protecciones se clasifican en:

- Sistema de protecciones de red o de instalación:

Se denomina así a un sistema de protecciones cuando su objeto es minimizar la incidencia que una falla o perturbación ocurrida en el equipamiento primario tiene sobre el Sistema de Potencia. Su misión es entonces salvaguardar la integridad de la red.
- Sistema de protecciones intrínseco o de equipo.

Tiene por misión minimizar el daño de un equipo en falla. Únicamente procura salvaguardar la integridad del equipo primario protegido.

A su vez, un sistema de protecciones está constituido por las protecciones principales y por las de respaldo.

Se denomina "*Principal*" al conjunto de protecciones que intenta cubrir, sensibilidad mediante, la totalidad de las fallas posibles del elemento a proteger.

Se denomina "*Protección de respaldo*" al conjunto de protecciones destinadas a suplantar a la protección principal, en caso de no-actuación de esta última, sea por indisponibilidad o por insuficiente sensibilidad de la misma.

El respaldo puede ser desempeñado por protecciones locales o remotas, lo cual da lugar a los términos "*respaldo local*" y "*respaldo remoto*". Debe ser ejecutado por protecciones físicamente diferenciadas de las principales.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 12 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

## 2.2       **PROTECCIONES " SISTEMA 1" Y " SISTEMA 2".**

Se denominan "*Sistema 1*" ó "*Primario*" y "*Sistema 2*" ó "*Reserva*" a conjuntos de protecciones diferenciados, cada uno de ellos con las siguientes características:

- Alimentaciones auxiliares a través de conjuntos batería- cargador (110 ó 220 Vcc) diferenciados y circuitos con llaves termomagnéticas independientes.
- Informaciones de campo duplicadas, independientes y cableadas con las tensiones de batería correspondientes a cada sistema.
- Disparo a interruptores con bobinas de accionamiento duplicadas e independientes.
- Armarios de alojamiento diferenciados para cada sistema.
- Núcleos de transformadores de corriente independientes para cada sistema.
- Arrollamientos de transformadores de tensión y circuitos independientes para cada sistema.
- Utilización de canales de teleprotección diferenciados y equipos físicamente separados.

## 2.3       **LÓGICA COMPLEMENTARIA.**

Se entiende por tal al conjunto de elementos externos a los equipos de protección propiamente dichos que son necesarios para adecuarlos a las particularidades de las instalaciones y a los criterios de cada protección en particular (*informaciones, bloqueos, multiplicación de contactos de disparo, etc.*).

Con el advenimiento de las protecciones numéricas programables, muchas de las funciones que se realizaban en forma externa, se programan actualmente mediante software.

## 2.4       **CONFIABILIDAD (RELIABILITY).**

Comprende a la seguridad (*security*) y a la dependabilidad (*dependability*).

## 2.5       **DEPENDABILIDAD (DEPENDABILITY).**

Se designa así a la habilidad de ejecutar la función asignada cada vez que sea requerida, sin producir operaciones indeseadas.

## 2.6       **SEGURIDAD (SECURITY).**

Se entiende como la habilidad de prevenir acciones intempestivas o indeseadas.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 13 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b>		
<b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## 2.7 DISPONIBILIDAD (AVAILABILITY).

Se designa así al tiempo durante el cual el sistema está en condiciones operativas normales ó disponible.

## 2.8 TIEMPO DE ELIMINACIÓN DE FALLA (TEF).

Es el tiempo medido desde el instante de iniciación de la falla hasta su despeje por el interruptor correspondiente (*extinción del arco*). Está constituido por el tiempo de medición y disparo de las protecciones y el tiempo de operación del interruptor.

$$TEF = t_{prot} + t_{int}$$

El tiempo de disparo propio de cada protección ( $t_{prot}$ ) depende de varios factores, entre los cuales merecen considerarse, en general, los siguientes:

1. Retardo de tiempo introducido por los filtros de las protecciones. Esto último es válido en la mayoría de las protecciones electrónicas y en particular en las digitales.
2. Tiempo de evaluación propio de cada protección.
3. Tiempo de operación del o los relés de disparo hasta la producción de la señal en la bornera externa de la protección. (*Típ.: 2-4 ms*).

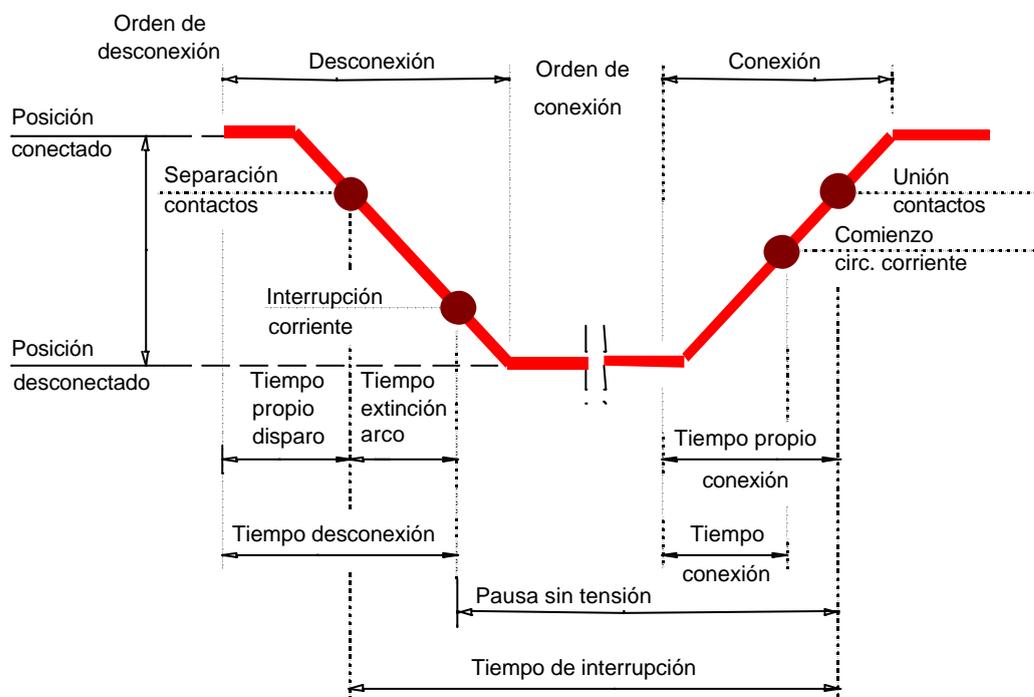


Fig.2.1 - Tiempo de eliminación de falla y reconexión posterior.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 14 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Para el caso de las protecciones de distancia, se agregan además otros factores:

4. Retardo de tiempo introducido por los transformadores de medición, particularmente los transformadores capacitivos. Al respecto, el cumplimiento de la norma IEC 186-A por parte de estos últimos pone un límite a ese retardo.
5. Presencia de oscilaciones subsíncronas: producen retardos cuando la falla se ubica cerca de un límite de zona.
6. Tiempo de teletransmisión de señal: en los casos en que la generación de la señal de disparo dependa de la teleprotección se debe considerar el tiempo que tarda una señal producida en una estación en llegar hasta el equipo correspondiente de la estación opuesta. Dicho tiempo oscila entre 15 y 25 ms y depende de lo siguiente:
  - ❑ Retardo de tiempo de los relés auxiliares que introducen la señal a transmitir en el equipo de teleprotección de la estación emisora. (*Típ.: 2-4 ms*).
  - ❑ Tiempo de codificación de la señal. (*Típ.: 3-5 ms*).
  - ❑ Tiempo de tránsito, el cual depende del tipo de modulación empleado y del sistema de transmisión (*onda portadora, microondas, etc.*). (*Típ: 1-2 ms*).
  - ❑ Tiempo de decodificación de la señal. (*Típ: 5-6 ms*).
  - ❑ Retardo de tiempo de los relés auxiliares que reciben la señal desde el equipo de teleprotección en la estación receptora y la introducen en el equipo de protección (*Típ: 2-4 ms*).

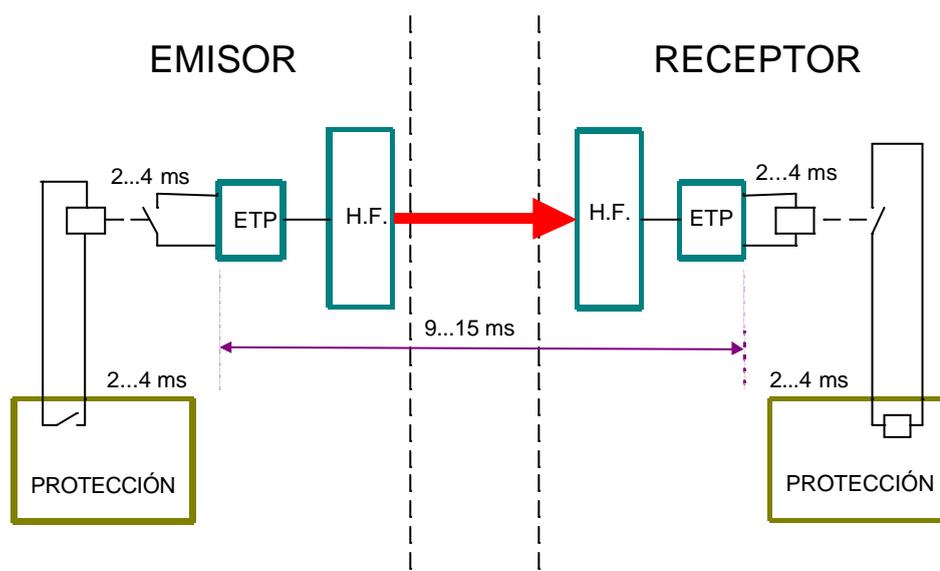


Fig.2.2 - Tiempo de teletransmisión de señal

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 15 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

## 2.9 ABREVIATURAS.

- ATR:** Autotransformador de potencia.
- CL:** Control Local.
- DAG:** Desconexión Automática de Generación.
- EQT:** Equipo de Telecontrol.
- ETP:** Equipo de Teleprotección.
- PB:** Protección de Barras.
- PC/NC:** Positivo/Negativo de Comando (*tensión auxiliar*).
- PD:** Protección de Distancia ó Distanciométrica.
- PFI:** Protección de Falla Interruptor.
- PP/NP:** Positivo/Negativo de Protección (*tensión auxiliar*).
- PTD:** Protección direccional de sobrecorriente a tierra.
- RBC:** Regulador Bajo Carga de transformador de potencia.
- RCE:** Registrador Cronológico de Eventos.
- ROP:** Registrador Oscilográfico de Perturbaciones.
- RUT:** Recierre uni-tripolar.
- S1/S2:** Sistema 1/Sistema 2.
- TDD:** Transferencia Disparo Directo.
- TEF:** Tiempo de Eliminación de Falla.
- TI:** Transformador de medición de corriente.
- TR:** Transformador de potencia.
- TV:** Transformador de medición de tensión.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 16 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.3 EQUIPAMIENTO DE SISTEMAS DE PROTECCIONES.**

### **3.1 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO.**

#### **3.1.1 Datos de partida.**

Para la realización de un proyecto de protecciones, se deberán contar con los siguientes datos de partida:

- ❑ Diagrama unifilar general de la red en la que está incorporada la instalación.
- ❑ Diagrama unifilar de la instalación que se proyecta.
- ❑ Características de las instalaciones a las que se vincula:
  - Equipamiento de maniobras y medición.
  - Sistemas de protecciones.
  - Sistemas de comunicaciones.

#### **3.1.2 Características de los locales.**

Los equipos de protecciones estarán instalados en los kioscos de la playa o en las salas del edificio de control de la estación transformadora. En ambos casos se tratará de edificios de hormigón y mampostería de dimensiones y condiciones adecuadas para el alojamiento de equipamientos de instalación interior.

#### **3.1.3 Condiciones ambientales.**

Los locales deberán mantenerse a una temperatura de 20°C, aunque deberá contemplarse la eventual salida de servicio del sistema acondicionador del aire por un tiempo prolongado. En consecuencia, el equipamiento deberá estar diseñado para operar en forma permanente y sin sufrir alteraciones en su comportamiento ni en la expectativa de vida, con variaciones de temperatura de operación de -10°C a 55°C, con una humedad relativa del 95%, sin condensación, independientemente de los factores ambientales externos, cuyos datos se suministran en la Guía General de Diseño y Normas de Estaciones Transformadoras.

El rango de temperatura ambiente durante el almacenamiento que deberá poder soportar el equipamiento de protecciones será de -25°C a 70°C.

Cuando existan condiciones severas de humedad ambiente, los armarios contarán con un sistema de calefacción para prevenir la condensación. La máxima variación de temperatura no excederá los 20°C por hora.

#### **3.1.4 Instalación.**

Las protecciones y otros equipos complementarios deberán instalarse dentro de armarios modulares de acuerdo con la norma IEC 297 ó similar.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 17 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

Los armarios estarán completamente cerrados, con puerta frontal provista con ventana de material transparente que permita ver los elementos montados sobre el frente, sin necesidad de abrir la puerta.

Los armarios serán autoportantes y deberán cumplir con el grado de protección mecánica IP42, de acuerdo con la norma IEC144. Contarán con un sistema de calefacción para prevenir la condensación.

En la parte inferior de los armarios se dispondrá una barra de cobre para conectar todas las puestas a tierra de los equipos. Esta barra se conectará a la malla de tierra de la estación.

El piso de los armarios estará constituido por dos chapas rebatibles con una acanaladura para pasar los cables piloto, los que se sujetarán a un riel mediante abrazaderas.

### 3.1.5 Ensayos.

Las protecciones aprobarán los siguientes ensayos, como mínimo:

#### □ **Compatibilidad Electromagnética**

- Surge Withstand Capability (*SWC*)                    2.5 kV  
IEC 255-22-1 Clase III  
ANSI C37.90.1
- Electrostatic Discharge (*ESD*)                    8 kV  
IEC 255-22-2 Clase III
- Fast Transient Disturbance                    4 kV  
IEC 255-22-4 Clase IV  
ANSI C37.90.1
- Radio Frequency Interference Withstand (*RFI*) 10 V/m; 25-500 MHz  
IEC 255-22-3 Clase III  
ANSI C37.90.2

#### □ **Aislación**

- Dielectric Test                    2 kVac, 1 min  
IEC 255-5  
ANSI C37.90
- Impulse Voltage Test                    5kV, 1.2/50  $\mu$ s, 0.5 J  
IEC 255-5  
ANSI C37.90.1
- Insulation Resistance                    >100 Mohm a 500 Vdc



 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 19 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

proveer el software de diagnóstico y de ensayo de los distintos algoritmos de las protecciones.

Los parámetros de ajuste se almacenarán en un medio no volátil y podrán ser cargados, modificados o regenerados por medio de un software específico.

Se delegará en el respaldo remoto, de ser factible, el último grado de responsabilidad en el despeje de una falla.

En la elección y el ajuste de las protecciones deberá tenerse en cuenta que la malla de tierra de las estaciones se diseña para un tiempo máximo de eliminación de falla de 300 ms. Este tiempo debe cubrir a la actuación de la protección y eventualmente, en caso de falla del interruptor, a la PFI asociada con el mismo.

### **3.1.7 Experiencia previa.**

Todas las protecciones a utilizar en TRANSENER deberán contar, al momento de su adquisición, con una experiencia mínima de dos (2) años en instalaciones similares a las que se conectarán.

### **3.1.8 Expansiones y modificaciones.**

Para facilitar las ampliaciones de la estación transformadora en la que las protecciones se encuentran instaladas, las funciones de acceso y comunicaciones disponibles (*puerto de acceso, protocolo, velocidad de comunicación, etc.*) deberán estar normalizadas, abiertas y disponibles.

### **3.1.9 Puesta a tierra de las protecciones.**

Cada parte constitutiva de una protección, en la concepción modular o en forma total en el caso de una protección integrada, contará con una conexión a tierra, hecha con terminales a tornillo.

Las conexiones a tierra se conducirán en estrella a una única barra de puesta a tierra ubicada en el armario. Desde esta barra se accederá, mediante un terminal adecuado, a la malla de puesta a tierra de la estación.

Deberá procurarse el perfecto ajuste de todas las conexiones.

### **3.1.10 Cableado de funciones de protección.**

Los conductores que acceden a las protecciones estarán agrupados en cables pilotos, según la función que corresponda (*control, medición, disparo, etc.*) y separados por sistema de protecciones.

Los disparos se conducirán directamente a las bobinas de los interruptores, sin pasar por armarios de distribución o intermedios adicionales a los de los interruptores.

A los efectos de evitar interferencias de origen electromagnético y electrostático sobre el equipamiento de protecciones, los cables pilotos poseerán blindaje de material conductor, además de la protección mecánica, de requerirse.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 20 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Se recomienda el blindaje corrugado de cobre, envolviendo a los conductores dispuestos en su interior, en forma de ducto. El requerimiento planteado involucrará al menos a los circuitos que proveen las magnitudes analógicas de medición, desde los transformadores de medición.

La puesta a tierra del blindaje deberá implementarse en los dos extremos. Esta alternativa presenta la ventaja de crear un camino para la corrientes inducidas por interferencias electromagnéticas y procura igualar potenciales de origen electrostático a ambos extremos del blindaje. No obstante presenta el inconveniente de constituir al blindaje en eventual trayectoria de corriente de tierra ante cortocircuitos primarios, aspecto que deberá ser atendido a partir del adecuado dimensionamiento de las acometidas a tierra y del blindaje.

Las conexiones a tierra en los extremos del blindaje se efectuarán con cables planos flexibles, mediante terminales a tornillo.

La impedancia de transferencia de los cables, hasta 10 Mhz, será igual ó menor que los valores fijados por las normas ANSI ó IEC.

### 3.1.11 Sistema de prueba.

Cada protección contará con un dispositivo de prueba adecuado para conectar los equipos de ensayo utilizados durante el mantenimiento, el cual permitirá la prueba de la totalidad de los módulos integrantes de la protección.

Este dispositivo ejecutará dos acciones, en forma sucesiva, durante el pasaje a prueba, a saber:

1. Interrupción de los disparos.
2. Interrupción de las magnitudes analógicas en el siguiente orden: primero cortocircuito de corrientes y luego apertura de tensiones.

Al retornar la protección a servicio se invertirá el orden indicado.

En la posición "*Prueba*" el dispositivo deberá permitir:

- Cortocircuitar las alimentaciones de corriente y abrir las de tensión, llevando las entradas a una ficha especialmente dispuesta sobre el frente de la protección, a fin de poder inyectar las corrientes y las tensiones de prueba.
- Abrir los circuitos de disparo fase por fase y evitar que puedan salir disparos trifásicos y arranques a las protecciones de falla interruptor (*donde corresponda*) para los interruptores asociados.
- Abrir los circuitos de salida de las órdenes de recierre (*donde corresponda*) a los interruptores asociados.
- Cortar la emisión de la Transferencia Disparo Directo (*TDD*) (*donde corresponda*) originada por disparos emitidos por la protección bajo prueba.
- Llevar los disparos R, S, T, la orden de recierre y toda otra información que permita una óptima utilización de los equipos de prueba que finalmente se suministren, a la ficha ubicada sobre el frente de la protección.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 21 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- ❑ Llevar los potenciales positivo y negativo de la tensión auxiliar de CC a la ficha del frente, manteniéndolos sin interrupción.
- ❑ Señalizar la posición "*Prueba*" localmente (*mediante LED*) y a distancia.
- ❑ Cortar la emisión de las alarmas externas. El operador deberá disponer de una llave SINO, que permita a voluntad eliminar esta condición, únicamente con la llave de pruebas en posición "*Prueba*".

### 3.1.12 **Borneras.**

Todos los bornes tendrán, al menos, un terminal a tornillo.

Los terminales soldables se utilizarán únicamente en conexiones de cables telefónicos (*p.ej.: salidas al RCE ó al EQT*).

Cuando se requiera hacer conexiones en guirnalda y por razones de espacio no se puedan utilizar bornes dobles, se emplearán bornes del tipo tornillo-tornillo/soldable, evitando así conectar más de un cable por borne.

#### 3.1.12.1 **Bornera de circuito de corriente.**

Las borneras de los circuitos de corriente, ubicadas en la entrada de los armarios, poseerán las siguientes características:

- ❑ Deberán cortocircuitar y poner a tierra la totalidad del circuito que inyecta la corriente y a la vez, separar el circuito de carga, en servicio.
- ❑ Permitirán inyectar corriente al circuito de carga.
- ❑ Permitirán la conexión de instrumentos de medida, en servicio.
- ❑ La bornera tendrá coherencia operativa (*p.ej.: para cortocircuitar se deben cerrar todos los puentes verticales y para separar se deben abrir todos los puentes horizontales*).
- ❑ Se observará especialmente la calidad de los bornes empleados, teniendo en cuenta los inconvenientes que puede producir un circuito de corriente abierto o un borne que haga un mal contacto.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 22 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

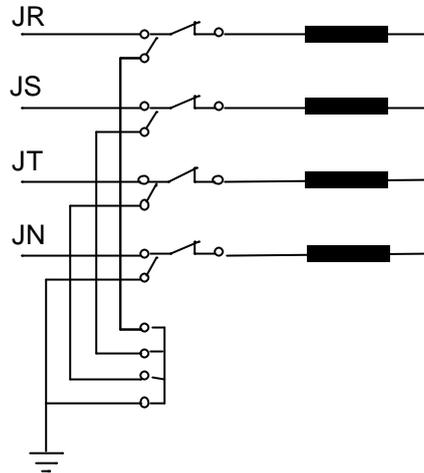


Fig.3.1 – Bornera terminal.

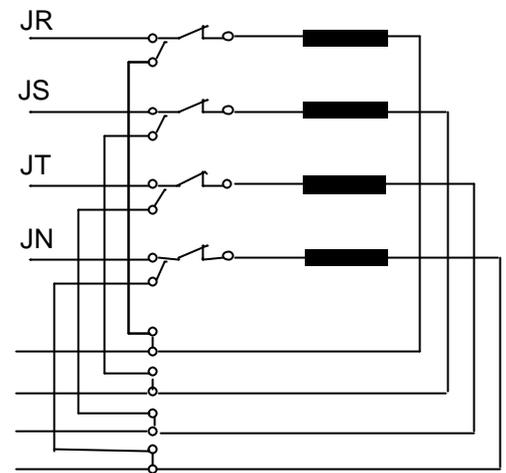


Fig.3.2 – Bornera de paso.

### 3.1.12.2 Bornera de circuito de tensión.

Las borneras de los circuitos de tensión, ubicadas a la entrada de los armarios, poseerán las siguientes características:

- ❑ Serán seccionables.
- ❑ Poseerán tomas de prueba para conectar instrumentos de medida.

### 3.1.13 Convenciones a utilizar en el proyecto.

A los efectos de fijar un sentido para las corrientes se considerará lo siguiente:

- ❑ La potencia reactiva, cuando no se especifique su carácter, se entenderá como inductiva.
- ❑ La polaridad de los transformadores de medida se elegirá de modo que el neutro quede del "*lado línea*".
- ❑ Los puntos de referencia en EAT (500 kV) para asignar sentidos a los flujos de potencias activas ó reactivas son las barras. De esta forma, para una salida de línea, una corriente reactiva "*saliente*" significa que la carga que alimenta es predominantemente inductiva y por su parte, una potencia reactiva "*entrante*" significa que la carga es predominantemente capacitiva.
- ❑ En AT (220 y 132 kV) el sentido saliente dependerá si la acometida a barras es un transformador o una línea. En el primer caso se considerará "*saliente*" si el flujo se dirige desde el transformador a la barra de A.T. Si la acometida es una línea de AT, cabe igual consideración que lo expresado para EAT (*referencia: COT*).

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 23 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## 3.2 ALIMENTACIONES AUXILIARES.

### 3.2.1 Tensiones disponibles.

En las estaciones de 500 kV de TRANSENER se dispone de dos niveles de tensión:

1. Un valor elevado (110 ó 220 Vcc) proveniente de un sistema de doble batería/doble cargador (*fuentes seguras*) que se utiliza, entre otras cosas, para alimentar a las protecciones, lógicas asociadas, circuitos de disparo, etc.
2. Un valor más bajo (48 Vcc), para los circuitos de señalización y alarma.

Estas tensiones son flotantes, es decir, sin conexión a tierra. A partir de ellas se generan las alimentaciones correspondientes a los distintos equipos, mediante llaves termomagnéticas con un contacto auxiliar previsto para alarma ó fusibles y relés de falta de tensión.

Adicionalmente, a partir de las tensiones mencionadas anteriormente, algunos equipos generan sus propias tensiones, (*por ej.: equipo de telecontrol ó EQT*), las cuales, eventualmente, podrán utilizarse según cada proyecto particular.

Los equipos de comunicaciones tienen alimentaciones individuales debido a la necesidad de que las mismas cuenten con un polo referido a tierra.

### 3.2.2 Tensión de protección (PP/NP).

Se la obtiene de la tensión de 110 ó 220 Vcc a través de llaves termomagnéticas y se la utiliza para alimentar a las fuentes auxiliares (*convertidores CC/CC*) de las protecciones y para la realización de algunas funciones de la lógica complementaria.

Se evitará su salida a la playa de maniobras de modo de obtener la mayor confiabilidad de la misma.

La tensión será supervisada en cada armario de protecciones que alimenta.

### 3.2.3 Tensión de comando (PC/NC).

Se la obtendrá de la tensión de 110 ó 220 Vcc a través de llaves termomagnéticas y se utilizará para la ejecución de comandos (*disparos, recierres, mandos manuales*) y para funciones lógicas externas vinculadas con el comando.

Cada interruptor poseerá su propia tensión de comando por cada sistema, por lo que se garantizará la absoluta independencia entre los circuitos de disparo de los mismos.

Adicionalmente, se utilizará un PC/NC de un sistema (*p.ej.: PC1/NC1*) para el comando de los seccionadores asociados al interruptor.

Esta tensión será supervisada a través de contactos auxiliares de las llaves termomagnéticas o mediante relés de falta de tensión.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 24 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

### 3.2.4 Tensiones para teleprotección.

Los circuitos dedicados a la teleprotección, Transferencia de Disparo Directo (*TDD*), Desconexión Automática de Generadores (*DAG*), etc., podrán recurrir a la tensión auxiliar de CC provista por las propias fuentes de alimentación de los equipos de comunicaciones involucrados.

### 3.2.5 Tensiones para señalización y alarma.

Estas tensiones serán generadas directamente a partir de las baterías de corriente continua de la estación y se utilizarán para la multiplicación de señales y para la alimentación a los contactos auxiliares libres de potencial previstos para la función alarma (*RCE, CL y EQT*). En general será 48 Vcc o eventualmente menor si se utiliza una tensión generada por el propio equipo de destino.

### 3.2.6 Falta de tensión auxiliar.

La falta de cualquier tensión auxiliar de corriente continua, en cualquiera de los circuitos, producirá una alarma local y una telealarma (*RCE, CL y EQT*).

### 3.2.7 Requerimientos de los convertidores CC/CC de las protecciones.

Los convertidores CC/CC proveen a las protecciones la aislación eléctrica de los circuitos externos.

Dado que una avería de un convertidor provoca la indisponibilidad de la protección y por tratarse de un componente de alta tasa de averías, se observará especialmente el dimensionamiento del mismo, en cuanto a la temperatura de régimen, calidad de sus partes constitutivas (*capacitores de alta expectativa de vida*), ripple admitido en la tensión de entrada, etc.

Algunas características que deberán reunir son las siguientes:

- Tensión de alimentación (CC): 110 ó 220 V.
- Variación admisible en la tensión de entrada mayor o igual que:
  - transitoria (5 seg)                   +35/-20 %
  - permanente                           +20/-20 %

La tolerancia por exceso en régimen permanente no deberá ser superada por el valor de tensión correspondiente al estado de carga profunda del cargador de baterías de la E.T., con cadena de diodos de caída cortocircuitada.

- La potencia nominal de la fuente debe ser un 20% mayor que la máxima potencia de consumo de los equipos que abastezca.
- Máxima ondulación admisible en  $U_{cc}$  (*pico a pico*): 6 %  $U_n$ .
- Los convertidores proveerán a la salida una alarma local y una telealarma por interrupción de su propio funcionamiento o por falta de alimentación externa, mediante un contacto normalmente cerrado.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 25 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

### 3.3 TENSIONES Y CORRIENTES DE MEDICIÓN.

#### 3.3.1 Valores típicos.

- Tensión:                   3 x 110/1,73 Vca.
- Corriente:               3 x 1 A.
- Frecuencia:           50 Hz.

#### 3.3.2 Circuitos de tensión y corriente.

Las tensiones y las corrientes de medición utilizadas por las protecciones llegarán a los respectivos armarios desde los secundarios de los TV y/o TI de playa, utilizando cables blindados para reducir interferencias.

Los TI se protegerán con descargadores en el propio equipo y los TV con fusibles y llaves termomagnéticas. Se recomienda el uso de varistores en los circuitos amperométricos y voltimétricos que alimentan a las protecciones, cuyo principio de medición pueda ser afectado por transitorios de alta frecuencia.

El neutro del circuito secundario del TI y TV se conectará a tierra del lado de dichos equipos (*en sus terminales*).

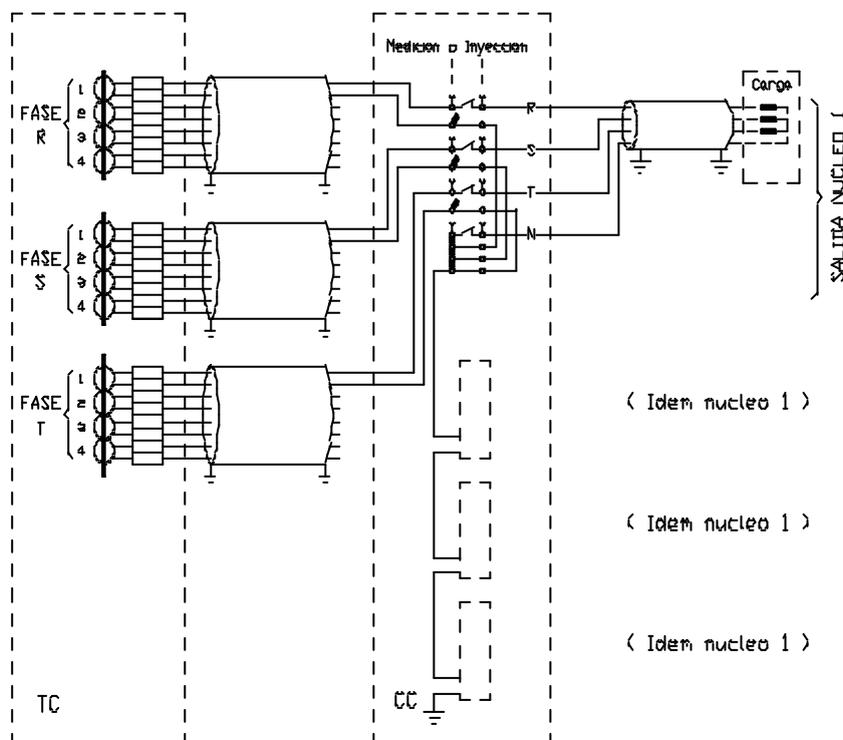


Fig.3.4 – Circuito de corriente.

 <b>Transener S.A.</b> Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 26 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

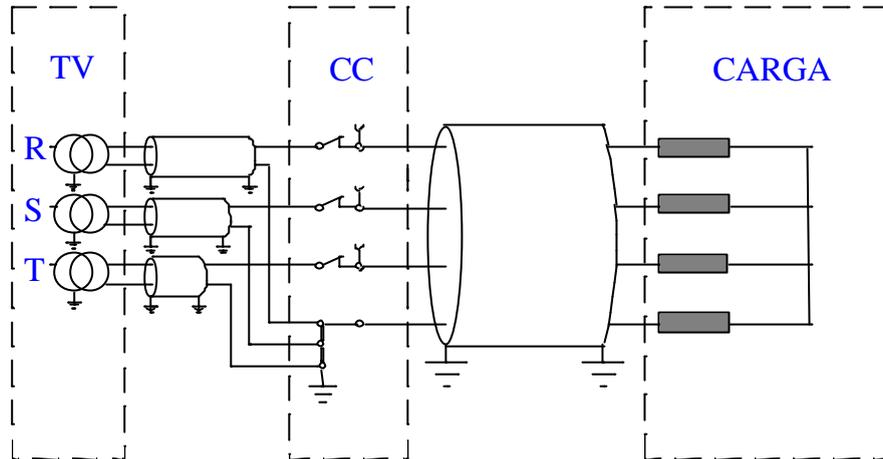


Fig.3.5 – Circuito de tensión.

En aquellos casos en que la corriente de medición se obtenga como suma de las corrientes de ramas distintas (*p.ej.: salidas de 1 1/2 interruptor, anillo, etc.*) dicha suma se efectuará en la bornera de entrada de la protección.

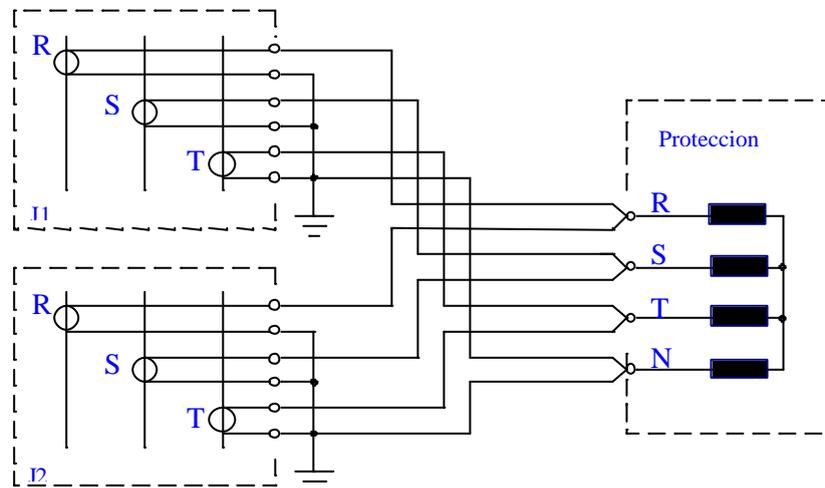


Fig.3.6 – Suma de corrientes en bornera de la protección.

Los circuitos de TI y TV estarán supervisados, en particular por aquellas protecciones donde una falla en los mismos puede provocar malas actuaciones (*por ej.: circuito de tensión de una protección de distancia o circuito de corriente de una protección diferencial*).

Los circuitos de entrada a las protecciones y los elementos de evaluación posterior deberán admitir:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 27 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

- ❑ la sobrecarga de corta duración impuesta por la máxima corriente de cortocircuito prevista a través de los transformadores de corriente correspondientes sin que se produzca saturación en los transformadores adaptadores y/o en los amplificadores de señal.
- ❑ las sobretensiones previstas en los circuitos de tensión provenientes de los TV.

Los transformadores de medición de tensión del tipo capacitivo, poseerán filtros adecuados para minimizar los efectos de la ferresonancia propia y evitar así malas actuaciones de las protecciones conectadas del lado secundario. Además deberán cumplir la norma IEC 186-A ó ANSI equivalente. Deberá verificarse que, ante maniobras con seccionadores, la forma de onda de la tensión entregada a las protecciones no ocasione malas actuaciones de las mismas. En ningún caso se aceptarán reducciones de la tensión secundaria más allá de la relación de transformación, ante cortocircuitos en el primario, por actuación de los filtros.

### **3.4 CRITERIOS DE DISEÑO DE LA LÓGICA COMPLEMENTARIA.**

#### **3.4.1 Componentes.**

Se deberán minimizar los componentes utilizados para reducir la probabilidad de averías.

La calidad de los componentes guardará una adecuada relación con la de las protecciones.

La falla de los componentes de la lógica no deberá producir actuaciones intempestivas (*criterio de seguridad*).

Podrán utilizarse relés o elementos estáticos siempre que se mantengan segregados los circuitos de corriente continua.

#### **3.4.2 Aviso de fallas.**

Se estudiarán los mecanismos adecuados para la detección y el aviso de las fallas en la lógica.

#### **3.4.3 Informaciones.**

Todas las informaciones que necesiten las protecciones serán entregadas como "*contactos libres de potencia*" puestos en bornera.

Se evitará particularmente la mezcla de tensiones de diferente nivel o diferente sistema dentro de un mismo elemento (*relé, presostato, etc.*) o en la misma bornera.

#### **3.4.4 Aislación de las señales de entrada.**

La vinculación con los circuitos externos que proveen las señales de entrada provenientes de playa, se efectuará mediante relés u optoacopladores, que provean

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 28 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

la aislación requerida por las normas (*IEC 255, ANSI C37.90.2-1987 ó C37.90.1-1989*).

### 3.4.5 Aislación de las señales de salida.

Deberá efectuarse mediante contactos libres de potencial a polarizar con tensiones auxiliares de alarma o comando, externas a la protección y en circuitos separados al de su alimentación. Se admitirán salidas del tipo electrónico para los casos en que se requiera manejar relés auxiliares o de disparo de bajo consumo y siempre que se trate de recorridos cortos de cables (*nunca saliendo a la playa de maniobras*).

### 3.4.6 Función disparo.

Las órdenes de disparo a los interruptores involucrados se darán mediante contactos libres de potencial cableados a la bornera externa.

Los bornes de salida propiamente dichos contarán con tomas para prueba.

Las órdenes se canalizarán hacia bobinas de accionamiento independientes de los interruptores.

Las órdenes se darán directamente a las bobinas de apertura monofásicas de los interruptores, aún cuando el disparo sea siempre trifásico.

La entrada de la apertura trifásica que normalmente poseen los interruptores (*vía contactor*) será utilizada para únicamente por el comando manual. Esta entrada podrá utilizarse por las protecciones siempre y cuando se hayan enviado también los disparos a las entradas monofásicas (*criterio de redundancia*).

El acoplamiento tripolar de una orden de disparo monofásico realizado por el relé de recierre no podrá efectuarse puenteando las tres bobinas de apertura, a fin de evitar que un único contacto maneje la suma de las potencias de las tres bobinas. Al respecto se utilizará cualquier otro método alternativo.

En ciertos casos, cuando por razones de seguridad se lo requiera, se efectuará un disparo mediante doble contacto (*ubicados en el positivo y el negativo del elemento a disparar*). Este método resulta especialmente apto cuando cada uno de los contactos es operado por principios distintos o complementarios entre sí (*p.ej.: un contacto operado por un "arranque" y el otro operado por el "disparo" asociado al primero*).

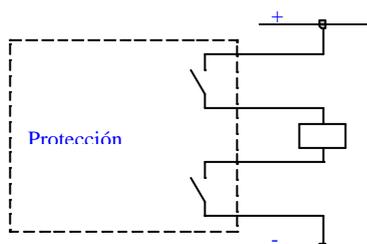


Fig.3.7 – Salida de disparo a doble contacto.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 29 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

### 3.4.7 Unidades de disparo.

Las unidades de disparo de las protecciones estarán constituidas por relés ultrarápidos ( $t < 5 \text{ ms}$ ).

Los contactos de disparo tendrán una capacidad de cierre acorde con la demanda de potencia de las bobinas de accionamiento de los interruptores.

Dado que los contactos de disparo no tienen normalmente la capacidad necesaria como para cortar la corriente a las bobinas de apertura de los interruptores, se colocan en serie contactos auxiliares del propio interruptor los cuales se encargan de abrir el circuito en una operación normal. Sin embargo, en caso de avería del mando mecánico del interruptor o durante una prueba, puede darse aquella condición indeseada, al desexcitarse la protección. Para evitar la destrucción de los contactos de disparo ante esta situación, las unidades de disparo contarán con un método adecuado de protección, ante la eventualidad de tener que abrir la corriente de las bobinas de apertura de los interruptores.

Algunos ejemplos de posibles soluciones son:

1. AutoretenCIÓN del relé de disparo de la protección por la corriente circulante.
2. Envío de la señal de disparo a las bobinas de apertura del interruptor y paralelamente a un contactor capaz de interrumpir la corriente a las bobinas, de manera que sea éste último el que en definitiva corte las corrientes.

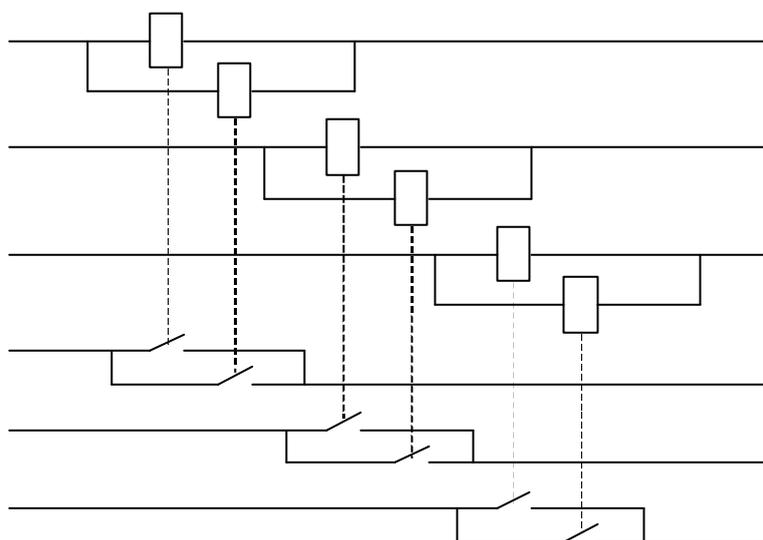


Fig.3.8 – Unidad monofásica de disparo con contactor en paralelo.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 30 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b>		
<b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

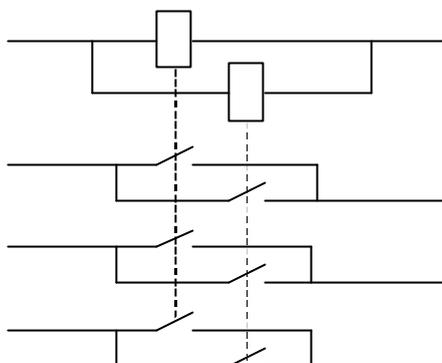


Fig.3.9 – Unidad trifásica de disparo con contactor en paralelo.

### 3.4.8 Bloqueo al cierre de los interruptores y enclavamiento del disparo.

El bloqueo al cierre de los interruptores es una función que, hasta el presente, debe ser autorizada por TRANSENER explícitamente en cada caso.

La celeridad requerida para abreviar la indisponibilidad forzada, requiere la inhibición de dicho bloqueo por telecomando, sin necesidad de asistir al lugar de instalación de la protección.

Mientras no se adopte un criterio general, en cada ampliación se debe seguir el criterio existente en la estación correspondiente.

Se recomienda no implementar el bloqueo del cierre en interruptores de líneas, cuando los disparos son generados por las protecciones de línea.

### 3.4.9 Supervisión de los circuitos de disparo.

Se deberá prever para cada circuito de disparo (*en cada fase*), por interruptor y por sistema, un equipo de supervisión que permita detectar las siguientes fallas:

- Falta de tensión de comando.
- Discontinuidades en el circuito de disparo.
- Falla mecánica en el contacto de fin de carrera del interruptor.

Si se detectara alguna de las fallas anteriores, el equipo supervisor emitirá una alarma (*local y telealarma*), después de un tiempo ajustable a voluntad del operador.

No se requiere una acción de bloqueo sobre las protecciones por parte de este dispositivo.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 31 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### 3.4.10 Orden de recierre.

Independientemente del tipo de recierre empleado (*uni o tripolar*) la orden de recierre se dará siempre en forma tripolar. No se aceptará el manejo de las tres bobinas de cierre puestas en paralelo mediante un único contacto del equipo de recierre. En tal caso, el recierre debe darse mediante tres contactos, fase por fase.

Las órdenes se darán mediante contactos libres de potencial puestos en bornera, con toma de prueba en la salida.

#### 3.4.11 Alarmas locales.

Todas las protecciones poseerán indicaciones locales (*leds*) de cada una de las señales de alarma sensadas por las mismas. Estas indicaciones, en caso de aparición, permanecerán activadas hasta que se proceda a su reposición mediante un único pulsador por armario ubicado sobre la puerta del frente.

#### 3.4.12 Alarmas remotas.

Los destinos serán los siguientes:

1. Equipo de Telecontrol (*RTU*).
2. Registrador Cronológico de Eventos (*si está integrado con la RTU del telecontrol se omite este requisito*).
3. Registrador Oscilográfico de Perturbaciones.
4. Control Local (*alarmas agrupadas de tablero*).

En todos los casos, para cada una de las alarmas generadas por los equipos de protección, se dispondrán contactos libres de potencial cableados a la bornera externa.

Al respecto, existen dos criterios en uso:

1. Que los equipos de protección generen las señales (*multiplicación interna*) (*esquema usado en estaciones sin kioscos*). En este caso se incluirán en los armarios de protecciones los relés repetidores necesarios para multiplicar las señales, tratando de evitar la mezcla de tensiones de distinto nivel en contactos de un mismo relé.
2. Que los equipos de protección generen dos señales cronológicas: una de ellas para el envío al registrador de fallas y la otra para su multiplicación exterior en armarios de relés repetidores (*esquema usado en estaciones con kioscos*).

Los relés multiplicadores poseerán, para las señales instantáneas, un retardo máximo de 5 ms para garantizar la indicación cronológica de los eventos ocurridos. La dispersión del valor de retardo debe ser no mayor de 1 ms.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 32 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.4 ESTUDIOS DEL SISTEMA PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES.**

### **4.1 INTRODUCCIÓN.**

Los estudios del sistema para el ajuste de las protecciones partirán del conocimiento de la operación del sistema analizado, para lo cual deben haberse completado previamente los estudios mínimos de flujo, estabilidad y recierre monofásico y/o trifásico, necesarios para determinar dicha operación.

La adecuada selección de los escenarios a estudiar constituye uno de los puntos más importantes en la realización del estudio de ajuste de protecciones.

### **4.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.**

#### **4.2.1 Flujos de carga.**

Los flujos de carga son necesarios para el conocimiento de los valores nominales de operación y como introducción a los estudios de cortocircuito.

Por ello, se realizarán para diferentes configuraciones y contingencias operativas, las cuales se elegirán de manera de establecer los límites a los ajustes de las protecciones, de la siguiente forma:

1. Generación máxima (*maximórum*), con máximo despacho de generación térmica e hidráulica, lo que implica la mínima impedancia de fuente para el punto a considerar.
2. Generación mínima (*minimórum*), en cualquier período del año (*no referido a un período estacional*) y mínimo ocasional. Esto implica la máxima impedancia de fuente para el punto a considerar.

A su vez, se tomarán en cuenta dos casos extremos:

3. Máxima transferencia de potencia en la propia línea.
4. Mínima transferencia de potencia en la propia línea y máxima inyección de corriente (*"infeed"*) en la barra de la estación opuesta.

#### **4.2.2 Metodología.**

La metodología para realizar este estudio será la siguiente:

1. Se establecerá el número mínimo de escenarios (*flujos*) a estudiar, a los cuales se les agregarán, a su vez, las contingencias que sean de interés, desde el punto de vista de las protecciones.
2. Se contemplarán los escenarios de operación a máxima y mínima demanda, mas las contingencias de mayor relevancia, en particular aquellas que maximizen el flujo por el elemento protegido (*línea, transformador, etc.*).

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 33 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

3. Las contingencias a considerar serán las líneas ó transformadores fuera de servicio, en casos de circuitos en paralelo ó anillos.
4. Los estudios se realizarán para todos los casos de flujo de carga y para todos los elementos (*líneas, transformadores, etc.*) en los diferentes niveles de tensión del sistema objeto del estudio, hasta la segunda barra adyacente inclusive (*barra distante real, no ficticia del estudio*).
5. Se simularán cortocircuitos trifásicos, bifásicos, monofásicos y bifásicos a tierra con ubicaciones de la falla al 0%, 20%, 50%, 80% y 100% de la longitud de cada línea y tres valores de resistencias de falla a tierra o entre fases, según sea el caso, (*p.ej.: 0, 10 y 20 ohm*).
6. A los efectos de reducir el número de cortocircuitos, se adoptarán las siguientes simplificaciones:
  - Cortocircuitos trifásicos, sólo a 0 ohm.
  - Cortocircuitos monofásicos y bifásicos, a tres valores de resistencia de falla.
  - Cortocircuitos bifásicos a tierra, para un valor de resistencia de falla entre fases y tres valores de resistencia de falla a tierra.
  - Se omitirá el requerimiento de ubicaciones de falla intermedias en líneas cuando las mismas no superen 5 ohm primarios.
  - Los valores de las resistencias de falla a tierra a considerar serán establecidas por TRANSENER y dependerán de la naturaleza del terreno asociado a la instalación.

#### 4.3 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

Si bien el programa de cortocircuito suministra, para cada cortocircuito, los tres valores de tensiones fase-tierra y los tres valores de corriente de fase, en módulo y ángulo, mas los valores de secuencia positiva, negativa y cero y las correspondientes impedancias de Thevenin en el punto de falla, estos valores no resultan adecuados o suficientes para un estudio de protecciones.

Por ello se efectuará un procesamiento posterior para presentar dichos valores de la manera que se indica a continuación:

1. Planillas resumen para cada tipo de falla, incluyendo:
  - Tensiones y corrientes complejas (*módulo y argumento*) de fase, para cada fase y para el neutro, incluyendo la diferencia de fase entre las corrientes y tensiones para la fase en falla y para el neutro
  - Valores de las impedancias “vistas” por las protecciones, en la fase fallada y en las fases sanas y en los lazos monofásicos y bifásicos. Los valores entregados por los estudios deben corresponder a las impedancias medidas por la protección (*es decir, atendiendo a su*

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 34 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

*principio de medición*), con discriminación del arranque y la medición para el disparo, cuando difieran entre sí ambos criterios de medición.

2. Diagramas de impedancias vistas (*diagramas "R-X"*), para cada tipo de falla, incluyendo:
  - Datos generales de referencia (*datos del flujo, parámetros y de la protección bajo estudio*)
  - Nombre y número cada barra en cortocircuito.
  - Corrientes de fase y tierra para cada punto de falla.

Quando no se utilicen protecciones de impedancia se omitirán los diagramas R-X.

A los efectos de precisar aún más la presentación de los resultados, se indican en las figuras siguientes ejemplos gráficos de lo expresado anteriormente.



 <b>Transener S.A.</b> Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 36 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

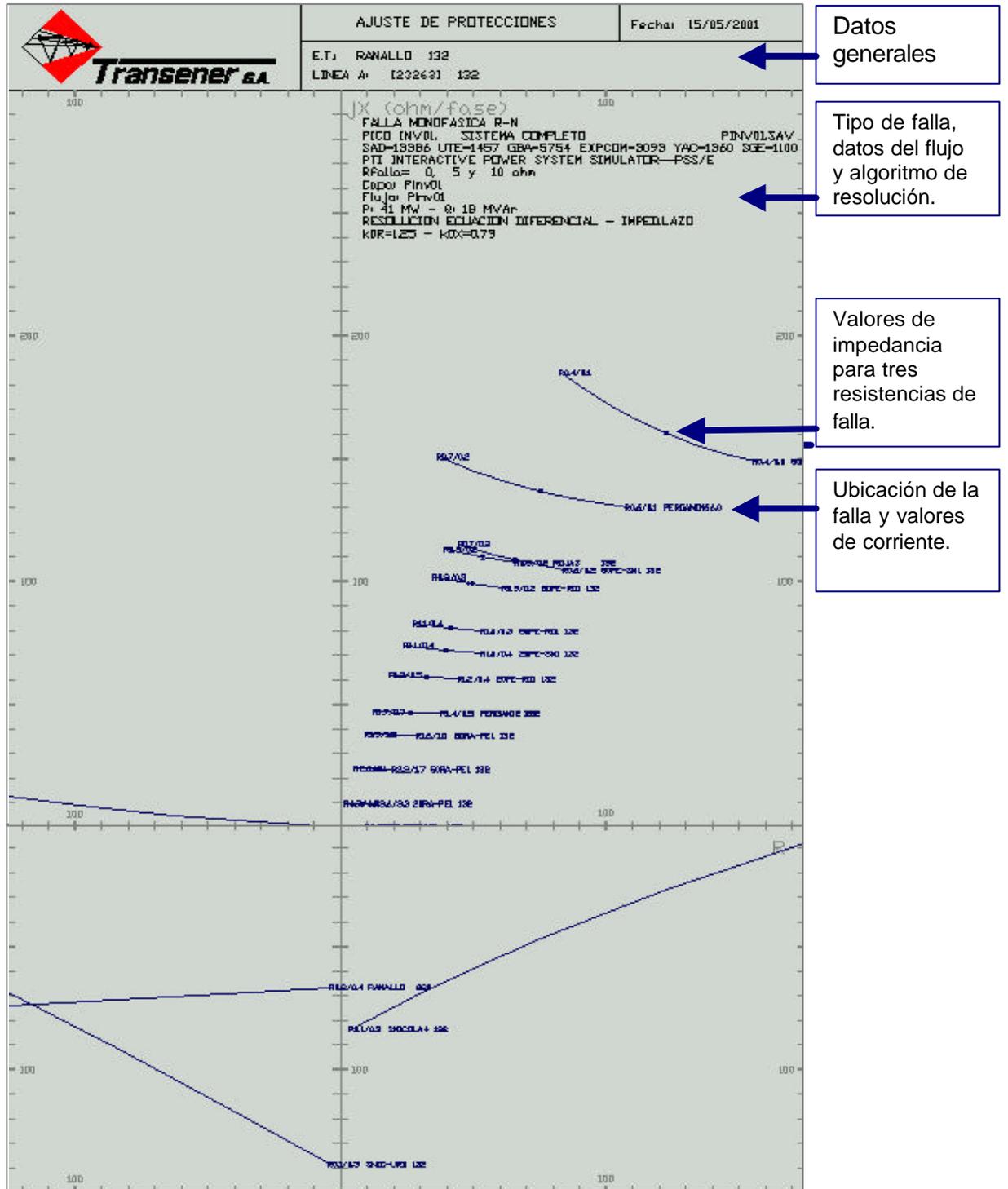


Fig.4.2 – Diagrama de impedancias.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 37 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### **4.4 ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS.**

##### **4.4.1 Estudios estáticos.**

###### **4.4.1.1 Cálculo de parámetros de líneas de transmisión.**

Para la realización de los estudios se utilizarán los parámetros de líneas obtenidos de los procedimientos clásicos de cálculo (*ejemplo: Carson*).

Comprobada la gran coincidencia entre los valores surgidos de los cálculos con los valores medidos, la experiencia indica como conveniente evitar los gastos y esfuerzos que demandan las mediciones en campo.

###### **4.4.1.2 Estudios de fase abierta.**

Los estudios de fase abierta están destinados a observar el comportamiento de las protecciones direccionales de sobrecorriente a tierra y discrepancia eléctrica de polos de interruptores.

Se realizarán para condiciones de máxima generación, que garanticen el máximo desequilibrio entre corrientes de fase y máxima corriente de secuencia homopolar. Se simulará la apertura de una fase en ambos extremos de cada línea (*de a uno por vez*).

Se considerarán todas las líneas del sistema en estudio y hasta 2 barras fuera de TRANSENER.

##### **4.4.2 Estudios dinámicos.**

###### **4.4.2.1 Estudios de oscilaciones de potencia.**

Se realizarán en aquellos casos en que se presuma la aparición de oscilaciones de potencia ante perturbaciones, con el sistema equilibrado ó desequilibrado (*falla durante un recierre*).

Se determinará la evolución temporal de las tensiones, corrientes e impedancias “vistas” por las protecciones de las líneas involucradas en el sistema en estudio.

###### **4.4.2.2 Evolución temporal de las impedancias de las fases sanas (no en falla).**

Sirven para establecer la evolución de la impedancia de las fases sanas durante el tiempo muerto de recierre, a los efectos de verificar el compromiso del recierre por interpretación errónea de falla evolutiva, por parte de la protección, donde se presuma este inconveniente.

###### **4.4.2.3 Apertura de líneas paralelas.**

Estos estudios permiten establecer, en los casos de líneas paralelas fuertemente cargadas, los límites dinámicos de la impedancia de la carga y el límite impuesto por éstos al ajuste del alcance resistivo de las protecciones de distancia.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 38 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### 4.4.3 Estabilidad y transitorios.

##### 4.4.3.1 Estudios de estabilidad.

Están destinados a determinar el máximo tiempo de despeje de falla trifásica y monofásica en líneas donde se presuma compromiso de estabilidad por falla mantenida, de interés para la determinación de las temporizaciones de las zonas de respaldo. También permiten determinar el máximo tiempo muerto de recierre.

##### 4.4.3.2 Mínimo tiempo muerto de recierre.

Se realizarán para establecer los valores de la corriente de arco secundario y de la tensión de restablecimiento. Sirven para determinar el mínimo tiempo muerto del recierre.

A la fecha se adopta el siguiente criterio (*según CESI*): 40 A pico ó 28 A rms para la corriente de arco secundario y 80 kV para el primer pico de la tensión de restablecimiento, con una pendiente para esta última de 8 kV/mseg.

##### 4.4.3.3 Estudios para el ajuste de protecciones basadas en ondas viajeras.

Estos estudios se requieren para determinar los fenómenos transitorios que condicionan la discriminación direccional de este tipo de protecciones y la necesidad de guardar independencia de las ondas viajeras generadas por otros cambios de estados electromagnéticos del sistema (*maniobras*), a los efectos de garantizar la selectividad.

Permiten establecer los valores de  $\Delta V$  y  $\Delta I$  (*módulo y argumento*) para el sistema en condiciones de maniobras, en cualquier punto y condición operativa (*las mismas a considerar en los flujos de cargas*) y de cortocircuito (*para iguales casos y condiciones que las establecidas en los estudios de cortocircuito*).

Se considerarán los resultados en los extremos de líneas para fallas dentro y fuera de la zona de protección (*línea protegida*), para garantizar la operación y la estabilidad, respectivamente.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 39 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.5 PROTECCIONES DE LÍNEA.**

### **5.1 REQUERIMIENTOS GENERALES DE LAS PROTECCIONES DE LÍNEA.**

#### **5.1.1 Integración.**

La protección de una línea de 500 kV se integrará en los llamados "*Sistema 1*" y "*Sistema 2*", formando un conjunto enteramente duplicado en todas sus funciones.

Para el caso de las líneas de 220 y 132 kV, todo el conjunto se integrará normalmente como un único sistema. En algunos casos y de acuerdo a su importancia, podrá justificarse un esquema duplicado de protecciones.

#### **5.1.2 Tipo de protección a utilizar.**

La protección será de tecnología numérica, autosupervisada y con capacidad de programación mediante compuertas lógicas.

La protección fundamental de una línea será la protección distanciométrica. Solamente en aquellos casos en que la misma no resulte conveniente (*compensación serie, líneas muy cortas, acometidas a generadores, etc.*) se empleará otro tipo de protección.

#### **5.1.3 Elevada seguridad operativa.**

La protección poseerá una elevada seguridad operativa, de manera de reducir al mínimo las posibilidades de disparo intempestivo, aún en condiciones de avería interna. Para ello, utilizará la autosupervisión continua de todas sus funciones, con alarma y bloqueo de la operación en caso de detección de anomalías.

#### **5.1.4 Discriminación entre condiciones de falla y de condiciones de carga.**

La protección poseerá un principio de medición que permita discriminar con claridad entre condiciones de falla y condiciones de carga, para las diversas configuraciones operativas del Sistema de Potencia.

En líneas paralelas deberá contemplarse la evolución dinámica de la carga en una línea cuando la línea paralela sale de servicio.

Este requisito orientará la elección del tipo de protección primaria a utilizar, teniendo en cuenta la necesidad de brindar un adecuado cubrimiento de fallas de alta resistencia.

#### **5.1.5 Fuente débil.**

La protección deberá asegurar la detección selectiva de fallas en caso de no-arranque de la protección en un extremo, por aporte insuficiente de la fuente.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 40 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### 5.1.6 Cierre sobre falla.

La protección asegurará el disparo tripolar instantáneo de los interruptores ante un cierre sobre falla.

Para detectar la condición de energización, podrá utilizar las órdenes de cierre y posiciones de los interruptores respectivos ó mediciones de corriente y tensión en la línea, separadamente. La posibilidad de uso de uno y/u otra alternativa debe ser seleccionable.

#### 5.1.7 Selección de la fase fallada.

La protección asegurará la correcta selección de la fase fallada, ante fallas a tierra con corrientes de cortocircuito del orden del 20% de la corriente nominal del relé.

#### 5.1.8 Disparo entre el 0 y el 100% longitud de línea.

El principio de operación de la protección deberá garantizar el disparo rápido y selectivo para fallas ubicadas entre el 0 y el 100% de la línea.

#### 5.1.9 Respaldo local y remoto de protecciones zonales.

En todos aquellos casos en que se utilice una protección zonal (*p.ej.: diferencial longitudinal*), se dispondrá una protección distanciométrica actuando como respaldo local y como respaldo remoto para fallas ubicadas en ó más allá de la barra de la estación opuesta.

#### 5.1.10 Protecciones direccionales de sobrecorriente de fase y tierra direccionales.

Serán protecciones de sobrecorriente de fase y tierra direccionales, con temporización a tiempo definido.

Estas protecciones estarán destinadas fundamentalmente a detectar fallas monofásicas de elevada resistencia, bifásicas y trifásicas, que puedan no ser vistas por la protección principal, ya sea por sus límites de sensibilidad o por imposiciones de las condiciones de carga.

Si bien se trata de protecciones complementarias a la protección principal, indirectamente desempeñarán también la función de respaldo local adicional, aunque sin posibilidad de recierre, ante la falta de actuación de las protecciones distanciométricas de ambos sistemas.

Se trata de protecciones de actuación condicionada por un nivel de corriente en la línea y por dirección de la medición, a partir de la discriminación por ángulo de fase entre la tensión y la corriente.

La orden de disparo que elaborará será trifásica final.

La protección de sobrecorriente de neutro deberá ser bloqueada, para imposibilitar su accionamiento, durante el tiempo muerto de recierre.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 41 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

La protección direccional de sobrecorriente a tierra estará dotada de dos modos diferenciados de accionamiento, con la posibilidad de selección de uso o inhabilitación:

- ❑ Comparación direccional (*sólo bajo especificación particular*):

Además de las condiciones anteriores, se requerirá la autorización direccional del extremo opuesto, vía teleprotección, para su actuación temporizada, con tiempo de reducido orden, tal como 150 ms. El requerimiento de la teleprotección implica la existencia de la función “eco”, para permitir la actuación de la protección de un extremo, en tanto el otro extremo se encuentre abierto ó su protección no manifieste arranque.

- ❑ Respaldo direccional:

Modalidad con temporización de mayor orden, generalmente del orden de los segundos, que no opera bajo el modo comparación direccional, no requiriendo la autorización por teleprotección para su accionamiento.

En sistemas no duplicados, las mismas serán unidades independientes de la protección principal y normalmente no contarán con el esquema de comparación direccional.

#### **5.1.11 Función sobrecorriente de secuencia inversa.**

La protección contará con una o dos etapas corriente-tiempo de secuencia inversa, las cuales pueden ser de utilidad en la programación de funciones relacionadas con desbalances en la línea (*conductor roto, recierre, etc.*)

#### **5.1.12 Función “Stub”.**

En aquellas configuraciones de estaciones donde existan seccionadores que aíslen al/los TI del TV de medición de la protección de distancia, puede ocurrir, en el caso en que aquellos se encuentren abiertos, que la protección se vea impedida de reconocer una falla en ese tramo, debido a que la medición de tensión no se encuentra relacionada con la falla. Para producir un disparo instantáneo, en este caso, la protección contará con una función sobrecorriente de fase instantánea, denominada “*stub*”, condicionada por la información de posición de los seccionadores. Será conveniente condicionar además esta función a la no existencia de corriente previa en la salida correspondiente (*seccionadores abiertos*).

#### **5.1.13 Función sobretensión.**

La protección contará con al menos una etapa sobretensión-tiempo, a tiempo definido.

#### **5.1.14 Funciones para líneas con compensación serie.**

En los casos de aplicación a líneas con compensación serie, las protecciones tendrán funciones especiales que permitan asegurar la direccionalidad y el disparo ante inversiones de la tensión, fenómeno que ocurre generalmente cuando las

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 42 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

protecciones se ubican junto a un banco de capacitores y la falla se encuentra situada detrás de éstos.

## 5.1.15 Recierre.

### 5.1.15.1 Operación del recierre.

Bajo el concepto de que el recierre tiene por objeto preservar la disponibilidad de una línea, luego de una falla monofásica de naturaleza fugaz (*90% probabilidad del total de las fallas*), se adoptará, en general, el recierre monofásico.

El recierre trifásico será utilizado solamente en situaciones particulares, debido a la necesidad de operar con derivaciones en "T" con transformadores o a conexiones con funcionamiento habitual o temporario en forma radial, abasteciendo cargas con transformadores. En cualquiera de estas dos situaciones, ante una falla monofásica, no es posible adoptar recierre monofásico, dado que, durante el tiempo muerto las fases no abiertas continuarían aportando a la fase en falla a través de los transformadores, frustrándose así el éxito del recierre.

La modalidad operativa a utilizar será la de un único intento de recierre, debiendo producirse el bloqueo de un segundo recierre con la decisión de disparo trifásico final, durante un tiempo compatible con la recuperación térmica de las cámaras de los interruptores.

Los módulos de recierre recibirán las informaciones de arranque y detección de la fase fallada de la o las protecciones primarias y emitirán órdenes de cierre por uno ó dos sistemas (*según se trate de 132/220 kV ó 500 kV*).

El recierre dispondrá de las siguientes opciones, las cuales serán independientes entre sí:

- Bloqueo con falla multipolar SI-NO.
- Bloqueo con falla consecutiva SI-NO.
- Acoplamiento tripolar SI-NO.

Deberá existir un contador de comandos de recierre.

### 5.1.15.2 Bloqueos del recierre.

El recierre será bloqueado en los siguientes casos:

1. Bloqueo transitorio (*10-20 seg*):
  - Puesta en servicio o recierre de la línea (*eventual cierre sobre falla*).
  - Apertura manual de los interruptores.
  - Recierre no exitoso (*fallas evolutivas*).
  - Disparo trifásico ordenado por cualquier protección.
  - Exigencias del programa seleccionado.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 43 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## 2. Bloqueo temporario (*mientras dure la condición que lo origina*):

- ❑ Interruptor no apto (*presión baja*).

Se deberá supervisar el estado del interruptor, a los efectos de bloquear el recierre si aquél no se encuentra en condiciones de soportar un recierre y eventual apertura posterior, por falla mantenida (*ciclo "O-C-O: open - close - open"*). Este estado se detectará a través de presostatos dispuestos en los circuitos neumáticos, hidráulicos y/o de SF6 del interruptor, con identificación de presión deficitaria.

La ejecución del ciclo de recierre deberá proseguir, aún cuando el interruptor entre en baja presión durante la pausa sin tensión, habiendo comenzado el ciclo con presión normal.

- ❑ Ante una apertura trifásica del interruptor, debiendo permanecer en ese estado mientras el interruptor esté abierto. (*en esquemas 1½, doble interruptor, etc. sólo bloquear al interruptor abierto*). En caso de recierre trifásico esta condición será obviada durante el ciclo de recierre.
- ❑ Puesta fuera de servicio del recierre (*local o a distancia*).  
El recierre podrá sacarse de servicio localmente o a distancia para facilitar situaciones tales como el trabajo en líneas bajo tensión. Se deberá identificar ese estado mediante señalización local y alarma externa.
- ❑ Interruptor no prioritario (*en caso de utilizarse selección de prioridad*).

Los módulos de recierre deberán contar con una entrada que permita el bloqueo externo del mismo y con entradas que permitan, con su polarización, la entrada y salida de servicio del mismo.

### 5.1.15.3 Configuraciones del recierre.

El recierre es una función asociada a los interruptores. Sin embargo, dependiendo de la tecnología a utilizar, los relés de recierre podrán o no estar integrados a las protecciones de distancia. Como consecuencia, el esquema podrá variar, distinguiéndose los siguientes casos:

#### 1. Relés de recierre asociados a los interruptores:

Cada interruptor contará con un módulo de recierre independiente, con supervisión del estado del mismo. De encontrarse un interruptor no apto para el recierre, el dispositivo de recierre asociado inhabilitará por bloqueo la posibilidad del recierre sobre el interruptor afectado. En el caso de fallas polifásicas o evolutivas, se producirá el bloqueo de ambos dispositivos de recierre, decidido por la protección distanciométrica.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 44 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

La redundancia del equipamiento de protecciones, contemplará también la duplicación de ambos dispositivos de recierre. Siempre que sea posible se incluirá un relé de recierre por cada interruptor y por sistema.

En estos casos podrá analizarse la conveniencia de implementar la prioridad del recierre sobre uno de los interruptores involucrados, utilizando el siguiente procedimiento:

- El interruptor prioritario será el de barras.
- Cuando los dos interruptores estén aptos, luego del recierre del interruptor de barras, se cerrará el interruptor adyacente con un mínimo retardo respecto del primero.
- En el caso de la indisponibilidad del interruptor de la barra, la prioridad se conmutará automáticamente al interruptor adyacente.

## 2. Relés de recierre asociados a las protecciones:

Cada sistema de protecciones del esquema redundante contemplará la instalación de un único módulo de recierre gobernado por la protección distanciométrica. La detección de fallas polifásicas o evolutivas, producirá el bloqueo del dispositivo de recierre. En cambio, la falta de aptitud para el recierre de uno de los interruptores, activará el bloqueo del recierre sólo en el interruptor afectado, a través de la lógica complementaria de comando del interruptor.

La indisponibilidad de un relé de recierre no implicará la pérdida del recierre en la línea.

Debido a que cada relé está dedicado a dos interruptores, todos los bloqueos y señales propias de cada interruptor deberán materializarse en lógicas adicionales y separadas de los módulos de recierre. Estas lógicas no deberán comprometer la confiabilidad de la función y se programarán en forma interna a las protecciones.

### 5.1.16 Entradas y salidas.

La protección contará con 32 entradas y 48 salidas digitales, como mínimo y contará con la posibilidad de expansión de los módulos de entrada/salida.

### 5.1.17 Lógica programable.

Las protecciones contarán con lógica programable por el usuario (*compuertas AND, OR, NOT, temporizadores, etc.*) en cantidad suficiente para realizar las lógicas asociadas a la protección.

### 5.1.18 Sincronización horaria.

Las protecciones contarán con una entrada para la sincronización horaria mediante un reloj satelital.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 45 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### **5.1.19      Display de comunicación.**

Las protecciones poseerán un display sobre el frente para la comunicación hombre-máquina.

#### **5.1.20      Grupos de ajuste.**

Las protecciones tendrán la posibilidad de ajustar un mínimo de dos grupos de ajuste, conmutables mediante software y mediante una señal puesta en una entrada de las mismas.

#### **5.1.21      Contraseñas.**

Las protecciones contarán con la posibilidad de utilización de contraseñas o "password" para bloquear un cambio de ajustes, sea para el acceso local o el remoto.

#### **5.1.22      Señalización local.**

Además del display, las protecciones contarán con led que permitan identificar rápidamente disparos, anomalías de funcionamiento, etc.

#### **5.1.23      Corte de la alimentación.**

Las protecciones dispondrán de llaves de corte de la alimentación a las mismas, ubicadas sobre el frente.

#### **5.1.24      Interrogación remota.**

La protección contará con la posibilidad de interrogación remota a través de una PC dotada de modem y conectada a la misma mediante un lazo de fibra óptica y/o mediante una conexión galvánica. El menú de interrogación será de alta simplicidad de operación.

### **5.2           REQUERIMIENTOS PARTICULARES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIOMÉTRICAS.**

#### **5.2.1      Arranque.**

Las características de "arranque" serán del tipo cuadrilateral, lenticular, "ice-cream" o cualquiera que sea apta para poder obtener un buen cubrimiento de la resistencia de falla evitando la zona de carga, para los elementos fase-tierra y fase-fase.

#### **5.2.2      Medición.**

Las unidades de medición serán independientes, de manera de poder evaluar los lazos fase-tierra y fase-fase en forma separada.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 46 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

El ajuste de los elementos fase-tierra será independiente del ajuste de los elementos fase-fase, de manera de flexibilizar el compromiso entre el cubrimiento de la resistencia de falla y la exclusión de la zona de carga.

La característica será poligonal para todo tipo de fallas.

### 5.2.3 Inmunidad ante sobrealcances.

La protección deberá garantizar inmunidad contra sobrealcances producidos por la presencia de carga en la línea, por la doble alimentación a una falla ó por fenómenos transitorios ocasionados por maniobras en líneas o transformadores y/o variaciones en la impedancia de la fuente (*oscilaciones subsincrónicas*).

Para ello contará con adecuados algoritmos de filtrado y de eliminación de la influencia de la carga previa.

### 5.2.4 Sensibilidad direccional ilimitada.

La protección deberá asegurar sensibilidad direccional ilimitada para cualquier tipo de falla, utilizando para ello las tensiones de las fases sanas existentes y/o memorizadas. Permitirá la máxima sensibilidad direccional y evitará errores en líneas compensadas con capacitores serie o debidos a transitorios generados en TV capacitivos.

La memoria de tensiones mantendrá la capacidad de determinación direccional ante fallas polifásicas, especialmente en cortocircuitos trifásicos próximos a barras.

### 5.2.5 Selección de fase fallada.

La selección de la fase fallada para el recierre se efectuará mediante una medición zonal hacia delante ó una zona dedicada a ello.

La protección deberá garantizar una clara diferenciación entre fallas reales y "aparentes", las cuales aparecen en las fases sanas como producto de una elevada corriente de cortocircuito en la fase fallada.

### 5.2.6 Cantidad mínima de zonas de medición.

La protección tendrá como mínimo cinco zonas de medición con posibilidad de ajuste independiente de la dirección, tres de las cuales, como mínimo, deberán contar con selección de fase. Contará obligatoriamente con una zona independiente de la teleprotección e instantánea.

### 5.2.7 Tiempo de operación.

El tiempo de eliminación de falla tiene una relación directa con los límites de estabilidad del sistema de transmisión. Salvo especificación particular al respecto se adoptarán 40 ms para el tiempo máximo de operación de la protección y 40 ms para el tiempo de operación del interruptor.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 47 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

La protección contará con un principio de medición de alta velocidad, alternativo al convencional (*entre 10 y 20 ms*), en particular a los efectos de generar en un corto tiempo la señal de aceleración.

### 5.2.8 Bloqueo por falta tensión de medición.

La protección se bloqueará en caso de falta de las tensiones de medición (*llave termomagnética abierta, fusibles quemados, etc.*), para lo cual contará con un método adecuado de detección de anomalías en el circuito de alimentación de tensión alterna, el cual evitará la actuación por tensión cero (*impedancia cero*), ante tal eventualidad.

Se efectuará mediante la detección de la tensión residual, sin presencia de corriente residual (*detección de falla fusible*) ó utilizando la tensión y la corriente de secuencia negativa.

Existirá además una detección de la apertura de la llave termomagnética, cuando exista, a partir de un contacto auxiliar de esa llave.

Ante la detección de una falla, producirá el bloqueo total o al menos del arranque por impedancia.

Deberá emitir una alarma local y una telealarma.

### 5.2.9 Teleprotección.

La teleprotección tiene por objeto lograr el accionamiento sincronizado de las protecciones distanciométricas de ambos extremos de la línea, para cualquier ubicación del cortocircuito en el 100 % de la longitud total. Permite así la efectividad del recierre, en el tiempo muerto ajustado, ante fallas de tal tipo y de producción fugaz. En el caso de fallas para las que no se permita el recierre (*polifásicas*), la teleprotección asegurará la actuación en tiempo mínimo, en ambos extremos de la línea.

Se privilegiará la dependabilidad y el menor tiempo de transmisión a los requisitos de seguridad, teniendo en cuenta que en la recepción el disparo se decide previa medición de la protección.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 48 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

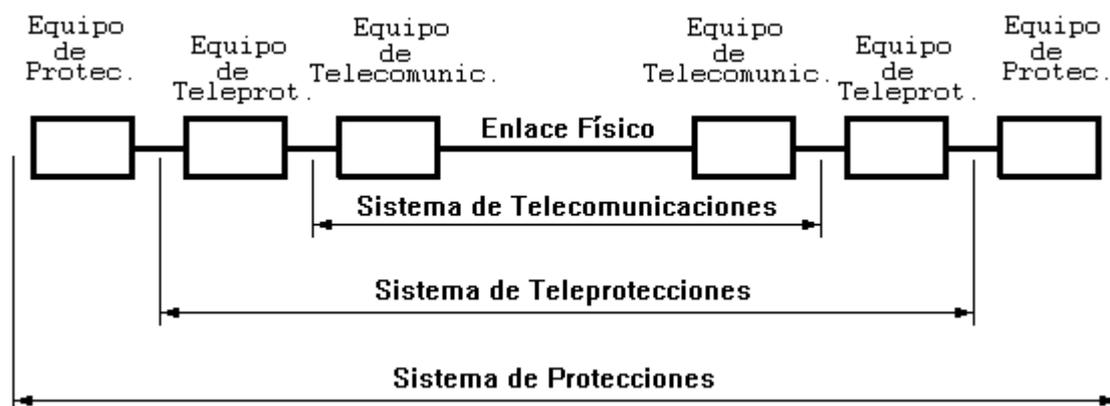


Fig.5.1 – Esquema de comunicaciones para la teleprotección.

Con relación a la confiabilidad global se tendrá en cuenta que la misma dependerá de una adecuada elección de los equipos de teleprotección y transmisión, debiéndose ajustar los mismos de manera de lograr la mejor relación entre seguridad y dependabilidad antes de recurrir a medios externos.

Otros factores a considerar serán: la velocidad de transmisión para equipos FSK codificados o el ancho de banda de transmisión, la relación señal/ruido fijada por las condiciones del enlace, la potencia del emisor y la existencia o no de comunicaciones telefónicas o de datos superpuestas.

El esquema de teleprotección a utilizar será el llamado “*sobrealcance autorizado*” (“*permissive overreaching*”), con zona 1 independiente.

Este esquema se adapta perfectamente a varios casos, entre ellos:

- Líneas cortas:  
Debido a la necesidad de cubrir altas resistencias de falla.
- Líneas con compensación serie:  
Como consecuencia de la existencia de capacitores serie, la zona de accionamiento instantáneo de la protección debe ser muy corta o inexistente, dependiendo del nivel de compensación (*80% de XL – XC*).
- Líneas con eventual extremo de débil generación (“*weak end infeed*”):  
A partir de la utilización de la lógica “*weak end infeed*”, se requiere el cubrimiento seguro del 100% de la longitud de línea por la característica de accionamiento instantáneo de la protección del extremo de fuerte generación.

La modalidad que se describe requiere que, ante una falla en línea, la protección de cada extremo elabore su disparo por medición en zona de sobrealcance, sin hacerlo efectivo sobre los interruptores, emitiendo señal de autorización, por teleprotección al extremo opuesto. Así, la protección con su actuación ya decidida

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 49 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

en tiempo instantáneo, operará su disparo al arribo de la recepción de señal de teleprotección, emitida por el otro extremo.



Fig.5.2 – Esquema de teleprotección en sobrealcance.

El alcance de la zona dedicada a este esquema de teleprotección para cada extremo se ajustará aproximadamente entre el 120 % y el 150 % de la impedancia de línea. En la aplicación "weak end infeed", se requerirá además que el límite de la característica para la detección de fallas a espaldas de la protección, supere el alcance de la zona en sobrealcance del extremo opuesto.

La dependencia de las comunicaciones se minimizará utilizando los siguientes recursos:

- ❑ Ajustando la zona 1 independiente hasta el 80% de la longitud de la línea.
- ❑ Cruzando las señales de teleprotección entre los sistemas 1 y 2 ó mejor aún, utilizando el esquema doble serie-paralelo.
- ❑ Activando el cambio automático del modo de accionamiento de la protección a autoaceleración de estado, cuando la indisponibilidad de señal se debe a un problema de los equipos de teleprotección.

Un caso particular consiste en analizar las consecuencias de una falla monofásica permanente (*no extinguida durante el tiempo muerto de recierre*) próxima a un extremo, ante un desajuste de los valores de los tiempos muertos de recierre entre extremos. En este caso, es posible la no existencia de la señal de teleprotección que acelera el estado de la protección que ordena el recierre en primer lugar. Para solucionar este inconveniente se recomienda emular la recepción de una orden de teleprotección con la emisión de la orden de recierre.

No se utilizarán los esquemas "subalcance con interdisparo autorizado", "bloqueo" y "desbloqueo", salvo especificación particular en contrario. El esquema de "extensión de zona", utilizado en los antiguos relés con conmutación de medición, queda superado por el esquema de sobrealcance con zona 1 independiente.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 50 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

El receptor proveerá una señal de supervisión del canal, la cual comprenderá la falla de los equipos de teleprotección, equipos de transmisión y/o fuera de servicio de los mismos. La detección del estado de alarma informado por el equipo receptor de comunicaciones, se utilizará para orientar acciones en la protección, destinadas a prescindir de la teleprotección.

En caso de ausencia de la teleprotección, se aceptará en toda o parte de la extensión total de la misma un mayor tiempo de disparo o una ligera pérdida en la selectividad (*sobrealcance con retracción a 1ª zona ante el disparo de la protección*).

#### 5.2.10 “Weak end infeed” ó “Fuente débil”.

Esta función se incorporará siempre, ante la existencia de extremos de débil generación ó para facilitar el despeje de fallas en líneas energizadas desde un solo extremo.

Estará destinada a detectar fallas en la línea cuando la protección no arranca. Su aplicación requerirá la operación de la teleprotección bajo el modo sobrealcance con interdisparo autorizado.

Constará básicamente de tres detectores de mínima tensión y una lógica que combine la señal de "aceleración" del extremo opuesto y un bloqueo por detección de falla hacia atrás para lograr disparos selectivos y arrancar el recierre. Requerirá además de una lógica que combine la autorización del disparo por la señal de teleprotección del extremo opuesto y un bloqueo por el arranque de la protección para lograr disparos selectivos y arrancar el recierre. Requerirá una zona de detección de fallas hacia atrás ajustada a mayor alcance que el sobrealcance de la protección del extremo opuesto.

El esquema sobrealcance por interdisparo autorizado incluirá una función “eco” para devolver la señal de teleprotección al extremo emisor y permitir así el despeje de este último, cuando se encuentre en una situación de falta de aporte. Esta función comprenderá un retardo de tiempo ajustable para asegurar que la falta de arranque sea real y no un fenómeno transitorio.

Deberá garantizarse que la protección que recibe la señal y posee fuente débil mirando hacia la línea sea capaz de arrancar hacia atrás para bloquear la emisión por "eco". En particular en aquellos equipos en que el alcance hacia atrás está vinculado al alcance hacia adelante pueden existir dificultades para lograr este compromiso, en cuyo caso se requiere una zona independiente hacia atrás o un elemento de detección separado mirando en esa dirección.

El retardo a la señal eco deberá excluirse en caso de que la línea esté abierta, solamente cuando el tiempo de despeje de falla comprometa la estabilidad del sistema.

Es recomendable la habilitación/anulación voluntaria a distancia, para atender los requerimientos de un extremo que pueda cambiar de situación.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 51 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## 5.2.11 Oscilaciones de potencia.

Las oscilaciones de potencia son fenómenos de estabilidad transitoria ó dinámica que se generan a partir de variaciones en el sistema de potencia (*falla, pérdida de generación o carga, etc.*), las cuales producen cambios en la potencia mecánica y eléctrica (*potencia acelerante y potencia frenante*) de las unidades de generación. Durante este fenómeno pueden presentarse a las protecciones de distancia valores de impedancia que ingresen dentro de las características de accionamiento, en uno y/u otro extremo de la línea protegida.

En el fenómeno descripto intervienen otros factores como la operación de los reguladores de los generadores, DAG (*Desconexión Automática de Generadores*), eliminación de carga, etc.

En la situación descripta pueden plantearse dos alternativas de elección voluntaria, para una cierta ubicación de la protección:

### 1. Disparo por oscilación de potencia:

El disparo por oscilación de potencia puede obedecer al requerimiento de apertura del sistema que se encuentra en oscilación, en un punto estratégicamente seleccionado, a los efectos de lograr un nuevo punto de equilibrio entre la potencia mecánica y la eléctrica.

### 2. Bloqueo por oscilación de potencia:

El bloqueo de la protección por oscilación de potencia se seleccionará para evitar que la protección ordene un disparo en forma no selectiva y en cualquier punto de la red, en ausencia de falla, lo que podría comprometer aún más al sistema que se encuentra en estado de oscilación.

Por lo general, en esta situación, se discriminará la oscilación de potencia de una falla en las líneas de transmisión, a partir del tiempo en el que el punto de impedancia "*vista*" atraviesa una zona de blindaje, seleccionada discrecionalmente en la protección. En el caso de una oscilación de potencia, tal tiempo tendrá un valor apreciablemente mayor que en el caso de cortocircuito.

Cada característica de accionamiento de protecciones es más o menos tolerante a estos hechos descriptos. La característica cuadrilateral, es la más conveniente pues mediante ella puede abarcarse la zona en falla con las tolerancias acordes en cuanto a resistencia de falla, oscilación de potencia y carga.

Uno de los requerimientos más importantes es una adecuada discriminación contra la máxima condición de carga. El límite normalmente no es un problema para la 1ra. zona ni para la 2da. zona pero si puede serlo para la 3ra. zona o la unidad de arranque.

En el caso de trabajar con múltiples unidades de medida debe tenerse en cuenta la impedancia aparente vista por las unidades que no estarían involucradas en la falla.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 52 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

La ingeniería de la protección contemplará la detección de oscilación de potencia para oscilaciones trifásicas y en dos fases (*durante un ciclo de recierre*).

La condición de exclusión del bloqueo será programable, pudiendo utilizarse criterios alternativos ajustados al caso particular de aplicación.

### 5.3 **REQUERIMIENTOS PARTICULARES DE LAS PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LINEA.**

Cuando se utilicen protecciones diferenciales de línea, se dispondrán protecciones de distancia actuando como protecciones secundarias y de respaldo.

Además de las características generales descritas para las protecciones de distancia, estas protecciones poseerán las siguientes características particulares:

- Evaluación de la corriente diferencial en módulo y fase.
- Tiempo máximo de operación: 40 ms.
- Transmisión digital segregada de la información de los tres lazos de medición a través de un enlace de microondas digital de 64 kbits/seg, con interfaz V.35/RS232 ó transmisión digital por fibra óptica, según especificaciones particulares.

A los efectos de evitar errores de medición imposibles de detectar por la protección deberá asegurarse que el canal de comunicaciones a utilizar, incluyendo a los multiplexores, sea homogéneo y en particular, que los tiempos de transmisión en ambas direcciones difieran en un valor reducido (*p.ej: no más de 250  $\mu$ s*).

- Grado de estabilización ajustable.
- Estabilización ante saturación de los transformadores de corriente.
- Compensación del retardo del canal de comunicaciones.
- Compensación de la corriente capacitiva en líneas largas.
- Detección de errores en el telegrama.
- Apta para la realización de recierre monofásico o trifásico.
- Supervisión de los circuitos de corriente, con alarma y bloqueo.
- Supervisión del canal de comunicación.
- Mediante la lógica interna se deberá poder programar la siguiente lógica de recierre:
  - El recierre será iniciado normalmente por la protección diferencial de línea.
  - El arranque del recierre por parte de la protección de distancia estará bloqueado mientras funcione correctamente el canal de comunicaciones de la protección diferencial de línea. En caso que

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 53 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

dicha protección se bloquee por fallas en el canal de comunicaciones, será la protección de distancia de respaldo la que inicie el ciclo de recierre.

## 5.4 LÓGICA COMPLEMENTARIA A LAS PROTECCIONES DE LÍNEA.

### 5.4.1 Transferencia Disparo Directo (TDD).

#### 5.4.1.1 Objeto y funcionamiento.

Se denomina Transferencia Disparo Directo ó TDD a la generación y emisión de una señal de disparo a los interruptores del extremo opuesto de una línea, a través de los equipos de comunicaciones.

Se trata de un interdisparo tripolar duplicado (*Sistemas 1 y 2*), implementado en la red de 500 kV, transmitido de un extremo a otro en una línea de transmisión. Utiliza igual equipamiento de comunicaciones que el dedicado a la teleprotección, con la diferencia que no interviene necesariamente la protección distanciométrica, especialmente si la lógica de emisión no está integrada a las protecciones.

La necesidad de abrir el extremo opuesto de una línea reconoce varios orígenes, entre los cuales pueden mencionarse los siguientes:

#### 1. Protecciones:

Por lo general se trata de casos obligatorios, como, por ejemplo, la función de interrumpir el aporte del extremo remoto, ante fallas en reactores rígidos a la línea (*sin interruptor, sólo con seccionador*), así como para situaciones de falla interruptor, con acción de disparo decidida por la PFI, especialmente ante cortocircuitos en barras.

#### 2. Necesidades operativas:

En líneas de gran longitud y reactivo capacitivo, al operarse la apertura tripolar de un extremo, por protecciones o por maniobras, puede elevarse la tensión en la línea a valores no admisibles para el equipamiento. Ante tal circunstancia, el valor de tensión del extremo que ha quedado cerrado puede no ser tan elevado como para ser detectada, en forma sencilla, la perturbación del extremo opuesto. En otros casos resulta inconveniente mantener energizada una línea desde un determinado extremo por los problemas derivados del elevado consumo de reactivo. Por ello, cualquier apertura trifásica (*por protecciones o por apertura manual*) originada en un extremo deberá generar una señal TDD hacia el otro extremo.

De los orígenes mencionados anteriormente, el segundo engloba al primero. Podría pensarse, por lo tanto, en simplificar el planteo y establecer como principio que siempre que se abra un extremo se debe producir la apertura del extremo opuesto por la TDD. Esto último sería válido excepto por la inconveniencia que supone contar con una acción como la indicada si la misma no es imprescindible, atendiendo a razones de confiabilidad. Para resolver este conflicto se requerirá

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 54 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

especificar la TDD para el caso más general y diseñar la lógica para que, mediante adecuados puentes en bornera ó cambiando la configuración lógica, puedan desactivarse selectivamente determinados circuitos, teniendo en cuenta los posibles cambios del sistema eléctrico.

Para el caso de la TDD se utilizarán equipos de teleprotección con señales codificadas en binario con altas exigencias de control en la recepción, incluyendo la posibilidad de ajuste del tiempo de decisión o evaluación de la señal en el receptor. En caso de utilizar equipos tonales con modulación AM se recurrirá a un esquema redundante.

Se recomienda que las órdenes de arranque y de disparo para la TDD se den mediante dos contactos para aumentar el grado de seguridad.

#### 5.4.1.2 **Emisión TDD.**

Se describen a continuación las causas más generales de emisión TDD:

##### 1. Emisión por protecciones:

Cualquier orden de disparo de las protecciones que ocasione la apertura trifásica definitiva de la línea deberá conducirse al extremo opuesto sin esperar la confirmación de la apertura en el propio extremo.

Esto comprenderá, entre otras, a las señales de disparo generadas por la lógica de la PFI, a las producidas por las protecciones de reactores conectados directamente a la línea, etc.

En los casos de doble interruptor ó 1 1/2 interruptor, puede ocurrir que una de las ramas esté abierta. Por lo tanto las protecciones que normalmente actúan sobre una sola de las ramas (*ej.: barras, protecciones de la salida adyacente, etc.*) abrirán indirectamente la línea y deberán conducirse al extremo opuesto de la misma forma que se especificó en el párrafo anterior.

Para la definición de "*rama abierta*" se considerará "*interruptor abierto*" o "*campo en mantenimiento*" (*seccionadores abiertos*).

##### 2. Emisión por apertura manual de la línea:

Cuando una orden de apertura manual ocasione la apertura de la línea, deberá abrir el extremo opuesto.

##### 3. Extremo de línea abierto:

La orden será impulsiva (*no permanente*) generada a partir de las posiciones de los equipos.

Las señales de emisión generadas por las protecciones o por una apertura manual serán impulsivas (*0.5 a 1 segundo*) y estarán condicionadas a que la línea esté en servicio. Tal información se tomará del o de los seccionadores de salida de línea (*según el esquema adoptado*) y será intercalada en el circuito de emisión en el lugar apropiado para bloquear la misma cuando la línea esté desconectada de la estación. Si bien la inclusión de esta condición disminuye la confiabilidad de la TDD,

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 55 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

es necesaria para evitar abrir el extremo opuesto en casos de mantenimiento o prueba.

El uso de contactos NA ó NC provenientes de los relés de posición se elegirá atendiendo a razones de confiabilidad general. Por ejemplo, en sistemas duplicados (*líneas 500 kV*) se usarán contactos NA provenientes de relés repetidores de la posición "*abierto*" para aumentar la seguridad de la TDD ante fallas en los relés repetidores. En casos como 132 kV donde hay un solo sistema de emisión, se podrán usar contactos NC provenientes de relés repetidores de la posición "*cerrado*".

#### 5.4.1.3 **Recepción TDD.**

La confiabilidad en la recepción está muy influenciada por el grado de seguridad, ya que la señal de recepción ocasiona el disparo de los interruptores sin otra condición adicional. Por lo tanto, deberán tomarse las medidas adecuadas en los equipos de teleprotección y en el enlace en general para garantizar un grado de seguridad adecuado.

Si la situación fuera crítica y todas las medidas adoptadas no fueran aún suficientes se apelará a algún grado de redundancia serie (*ó serie paralelo*) para aumentar la seguridad.

#### 5.4.1.4 **Configuraciones de la TDD.**

Este interdisparo directo, no es acompañado de verificaciones locales, resultando un método comprometido en su seguridad, fundamentalmente en cuanto a la susceptibilidad a interferencias en la comunicación o a situaciones generadas en el ámbito de las estaciones, tales como las derivadas de las capacidades distribuidas, ante polos a tierra. Constituye además un área de alto riesgo para las acciones de mantenimiento, con líneas en servicio.

No obstante se podrán adoptar precauciones circuitales para evitar accionamientos intempestivos:

- ❑ Lógica basada en la utilización de dos canales de comunicación (*2 sistemas*) que incorpore temporizaciones del orden de los 50 ms, cuando la señal se transmite por un sólo sistema de la redundancia, eliminando la misma (*acción instantánea*), cuando se transmite por ambos sistemas. Este diseño contempla la escasa probabilidad de afectación simultánea de dos equipos, frente a incidencias transitorias.

En situaciones donde no resulte crítico el tiempo de operación de la TDD, se podrá implementar la temporización en ambos sistemas.

- ❑ Lógica basada en la utilización de 4 canales de comunicación, conformando 2 vías de interdisparo por cada sistema, de 2 canales en serie cada una. El estado alarmado de uno de los equipos de comunicación habilita vías alternativas al canal afectado.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 56 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- ❑ Lógica basada en la utilización de 8 canales de comunicación, conformando 2 vías de interdisparo por cada sistema, de 4 canales en serie-paralelo cada una (*esquema doble serie-paralelo*)

## 5.4.2       **Informaciones de equipos de playa.**

### 5.4.2.1   **Informaciones de equipos de playa para líneas de 500 kV.**

Para poder operar adecuadamente en las condiciones particulares previstas las protecciones de línea de 500 kV deben recibir ciertas informaciones de los equipos de la playa. El tipo y cantidad de estas señales dependerá de la protección utilizada, aunque en general se utilizan las siguientes:

- ❑ Interruptores: posición, discrepancia de polos, baja presión de aire, mando de apertura (*AF*) y mando de cierre (*AD*).
- ❑ Seccionadores: posición.
- ❑ Transformador de tensión: falta tensión de medición para la protección.

Estas informaciones se repetirán en elementos auxiliares y se emplearán para las siguientes funciones:

- ❑ Posición interruptores y seccionadores:
  - Emisión señal de TDD (*extremo abierto*).
  - Bloqueo/desbloqueo del recierre.
  - Señal "eco".
- ❑ Discrepancia de interruptores:
  - Bloqueo del recierre (*señal temporizada*).
- ❑ Interruptor no apto para recierre:
  - Acoplamiento tripolar del disparo.
  - Bloqueo del recierre.
- ❑ Mando de apertura (*AFm*):
  - Emisión señal de TDD (*extremo abierto*).
  - Bloqueo recierre (*temporario*).
  - Comando al interruptor.
- ❑ Mando de cierre (*ADm*):
  - Bloqueo del recierre (*temporario*) y activación de la lógica del cierre sobre falla de la protección de distancia.
  - Comando de cierre al interruptor.
- ❑ Falta Uca protección (*del TV*):

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 57 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- Bloqueo del arranque y/o disparo de la PD.

Las tensiones auxiliares utilizadas para la obtención de estas informaciones no deberán ser las mismas que alimentan a las protecciones principales con el fin de aumentar la confiabilidad de estas últimas.

#### 5.4.2.2 **Lógica de actuaciones y disparos para líneas de 500 kV.**

Cada sistema de protecciones deberá contar con los relés, contactos y demás auxiliares necesarios para cumplimentar las funciones que se indican a continuación:

- AFR, AFS, AFT a los interruptores asociados.
- AF3F a los interruptores asociados (*AFR+AFS+AFT*).
- Arranque al ETP.
- Arranque al RUT.
- Arranque al LF.
- Arranque y registros en el ROP.
- Habilitación de las PFI.
- Bloqueo del recierre (*cuando corresponda*).
- Emisión de la TDD (*cuando corresponda*).
- AD3F a los interruptores asociados.
- Bloqueo de la PTD durante la pausa sin tensión.
- Indicación de las alarmas al RCE, CL, EQT.

#### 5.4.2.3 **Informaciones de equipos de playa para líneas de 132 kV.**

Para poder operar adecuadamente en las condiciones particulares previstas, la protección de línea de 132 kV deberá recibir informaciones de la playa y/o de otros tableros. El tipo y cantidad de señales dependerá de la protección de línea utilizada, aunque en general son típicas las siguientes:

- Interruptor línea (*DL*): posición, baja presión de aire o gas, mandos AD y AF.
- Interruptor de acoplamiento (*DA*): idem línea.
- Seccionador de transferencia (*SP*): posición.
- Seccionador de línea (*SL*): posición.
- TV de la línea: no Uca protección.
- Seccionadores de barra (*SA, SB*): posición.

Estas informaciones se utilizarán en funciones tales como:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 58 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- Selección de la tensión auxiliar de disparo o recierre por las protecciones (220 ó 110 Vcc) al DL en caso de operación normal o al DA en caso de línea en transferencia: (*posición SA, SB, SP, SL*).
- Señal "eco" por *teleprotección (extremo de línea abierto: posiciones DA, SP, SL, DL)*.
- Bloqueo del recierre por mandos de cierre (*AD DL, posición SL y AD DA, posición SP*).
- Bloqueo del recierre por baja presión de aire: (*pmin DL, posición SL y pmin DA, posición SP*).
- Bloqueo del arranque de la PD por apertura de la llave termomagnética del TV.

#### 5.4.2.4 **Lógica de actuaciones y disparos para líneas de 132 kV.**

El sistema de protecciones deberá contar con los elementos auxiliares necesarios para cumplimentar las siguientes funciones:

- AFR, AFS, AFT a los interruptores asociados.
- AF3F a los interruptores asociados (*AFR+AFS+AFT*).
- Arranque al ETP.
- Arranque al RUT.
- Arranque al LF.
- Arranque y registros en el ROP.
- Bloqueo del RUT (*cuando corresponda*).
- Emisión de la TDD (*cuando corresponda*).
- AD3F a los interruptores asociados.
- Bloqueo de la PTD durante la pausa sin tensión.
- Indicación de las alarmas al RCE, CL, EQT.

### 5.5 **LOCALIZADOR DE FALLAS.**

La localización de fallas, a través de un dispositivo o un software dedicado (*caso de funciones integradas: protección - registro - localización*), tiene por objeto brindar el dato de la ubicación del cortocircuito, al efecto de la rápida intervención del personal de mantenimiento de líneas, fundamentalmente si la consecuencia del cortocircuito fue la indisponibilidad forzada de la línea. Se requiere entonces, el rápido y simple acceso al valor indicado, por parte del personal de operación del Centro de Control, que será quien aportará la información al personal de mantenimiento de líneas.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 59 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

El equipo será apto para la localización de fallas mono, bi o trifásicas en líneas de 500, 220 ó 132 kV con neutro sólido a tierra.

Poseerá indicación de la distancia en km, desde el punto de emplazamiento de los transformadores de medición al lugar de la perturbación.

Brindará una indicación local en su propio display y una teleindicación, a partir de transductores BCD u otro método apropiado, al Centro de Control. Contará con la posibilidad de interrogación remota a través de modem. El menú de interrogación será de alta simplicidad de operación.

Deberá poder extraer las informaciones de selección de fases y arranque de la protección primaria.

La medición se realizará con las informaciones de un solo extremo de la línea, dentro del tiempo disponible entre la aparición de la falla y el despeje de la misma, tratando de evitar ambas situaciones para minimizar la influencia de los fenómenos transitorios. A su vez se deberán minimizar las influencias de la resistencia de falla y de la corriente de carga.

Es recomendable que el localizador pueda compensar la doble alimentación, mediante la introducción de valores de impedancia de fuente del extremo opuesto.

El error límite será del 2% de la longitud de línea, para tensiones y corrientes de 50 Hz y como máximo del 10% para casos críticos, como aplicaciones con capacitores serie.

Tendrá la posibilidad de compensación de la impedancia mutua de secuencia cero, para el caso de doble terna, o excesiva proximidad de líneas.

El equipo estará duplicado.

## 5.6 REGISTRADOR DE PERTURBACIONES.

El objeto de este equipo o función será la provisión de documentación acerca de la perturbación y de la actuación del sistema de protección, para el análisis de la naturaleza de la falla, y la calidad en el comportamiento del conjunto de equipos que conforman el sistema de protección.

La tecnología será digital y preferentemente integrado a las protecciones.

Contará con la posibilidad de interrogación remota vía modem y sincronización externa, a partir de un menú y software dedicados de fácil operación. Permitirá además seleccionar las variables de registro, así como modificar escalas y definiciones, e incorporar de referencias.

Deberá supervisar las magnitudes analógicas en los mismos circuitos amperimétricos y voltimétricos de la protección.

En general poseerá una capacidad para el registro de 32 a 40 variables de estado binarias y 8 analógicas.

Los registros de las variables analógicas comprenderán:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 60 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

- ❑ Valor instantáneo de las tres tensiones de fase (*UR, US, UT*) y de la tensión de neutro (*UN*). La tensión del neutro se obtiene usualmente mediante transformadores estrella-triángulo abierto, provistos con las protecciones.
- ❑ Valor instantáneo de las tres corrientes de línea (*IR, IS, IT*) y de la corriente de neutro (*IN*).

Las variables binarias normalmente requeridas, para una línea de 500 kV son las siguientes:

1. Protección de distancia:
  - ❑ Arranque fase R.
  - ❑ Arranque fase S.
  - ❑ Arranque fase T.
  - ❑ Disparo por fase y general.
  - ❑ Oscilación de potencia.
  - ❑ Recepción señal teleprotección.
  - ❑ Disparo en tiempo superior
  - ❑ Emisión señal teleprotección.
2. Protección de sobrecorriente a tierra:
  - ❑ Excitación I>.
  - ❑ Recepción señal desbloqueo.
  - ❑ Disparo.
3. Recierre.
  - ❑ Orden de recierre.
  - ❑ Recierre bloqueado - Interruptor DA.
  - ❑ Recierre bloqueado - Interruptor DB.
  - ❑ Arranque del recierre.
4. Lógica complementaria:
  - ❑ Recepción Transferencia Disparo Directo.
  - ❑ Emisión Transferencia Disparo Directo.
  - ❑ Actuación fuente débil (*Weak - infeed*).

El arranque podrá ser externo o interno. El arranque externo será iniciado por contactos libres de potencial provistos por las protecciones.

El arranque interno podrá efectuarse por cambio en las variables analógicas o en las variables binarias, entre las siguientes posibilidades:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 61 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- Uno o más valores límites (*superiores y/o inferiores a los nominales*) fijados por programación.
- Uno o más cambios de estado de las variables binarias.

Todas las unidades de registro podrán sincronizarse entre sí, actuando una de ellas como "*maestro*" y las otras como "*esclavo*". Además contarán con una entrada para sincronización por pulsos entregados por un reloj patrón ó receptor satelital.

Deberá contar con supervisión interna, brindando señales de alarma en caso de falla.

La capacidad de almacenamiento será de 10 segundos como mínimo.

El registro de perturbaciones estará asociado a la capacidad de registro cronológico de los eventos digitales, con una resolución de 1 ms.

## **5.7 AJUSTE DE PROTECCIONES DE LÍNEA.**

### **5.7.1 Ajuste de una protección distanciométrica.**

#### **5.7.1.1 Método de ajuste.**

No se utilizarán los métodos clásicos de ajuste por recetas de manuales, los que plantean los alcances de zonas a partir de porcentajes de cubrimientos de impedancias de la línea protegida y líneas subsiguientes.

En su lugar y aprovechando las posibilidades que brindan los medios informáticos actuales, el ajuste se efectuará por superposición gráfica de la representación de los puntos de impedancia complejas de fallas, obtenidos de los estudios, con las características de accionamiento de la protección. De este modo se ajustarán los límites de accionamiento hasta los alcances deseados con una clara visión de las fallas que cubrirá cada uno de ellos.

Este método permite tomar en cuenta fenómenos tales como:

1. Valores de  $K_0$  diferentes a los de la línea protegida.
2. Aportes intermedios en la barra remota ("*infeed*" ó "*outfeed*").
3. Resistencia y reactancia aparente de falla.
4. Impedancia mutua de secuencia cero en líneas de doble terna.

Las autorizaciones direccionales y por niveles de corriente, se determinarán también a partir del aporte de tales estudios.

#### **5.7.1.2 Ajuste de la compensación de la impedancia de retorno por tierra en la protección.**

Normalmente, la compensación de la impedancia de retorno por tierra ó relación tierra/conductor  $K_0 = Z_E / Z_L$  se ajustará a los valores de impedancia de la línea protegida. Sin embargo, podrá apelarse a valores diferentes a los de la línea,

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 62 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

cuando así se lo requiera por alguna razón. La representación de las impedancias con el valor de  $K_0$  ajustado, asegurará contar con los valores reales medidos por la protección.

#### 5.7.1.3 Impedancia de fuente (*a espaldas de la protección*).

Este valor puede deducirse de los estudios. Normalmente, no se lo toma en cuenta en el ajuste de las protecciones distanciométricas, salvo cuando su valor sea pequeño, en cuyo caso pueden aparecer problemas en la determinación direccional. Es de consideración en ajustes relacionados con algoritmos de compensación en la localización de fallas.

#### 5.7.1.4 Ajuste de líneas con acoplamiento mutuo.

La presencia de impedancia mutua de secuencia cero afecta el alcance de la protección de la línea en falla, por exceso o por defecto, dependiendo del sentido de aporte de la corriente residual  $3I_0$  por la otra terna, en tanto no abra el extremo opuesto de la línea. El efecto depende del estado de la línea paralela (*en servicio, fuera de servicio ó fuera de servicio y puesta a tierra en un extremo ó en los dos*). Dada la gran variedad de casos, el criterio a seguir consistirá en plantear, en primer lugar, un ajuste que abarque a todos esos casos y verificar su validez para cada caso. De no ser factible tal posibilidad, se apelará a un segundo grupo de ajustes comandable por una acción externa (*posición de los seccionadores de la línea paralela*).

#### 5.7.1.5 Resistencia y reactancia aparente de falla.

La presencia de corriente de carga previa produce sobrealcance si el extremo donde está ubicada la protección es exportador y subalcance si es importador. En la zona de disparo instantáneo (*normalmente la zona 1*), algunas protecciones cuentan con algoritmos que compensan el efecto de la carga. En todas las zonas donde no se cuente con esta facilidad, deberán contemplarse los valores aparentes de las impedancias de falla, para garantizar un cubrimiento efectivo de las fallas resistivas.

La presencia de doble alimentación a la falla también contribuye a distorsionar la impedancia vista por las protecciones, en particular cuando las relaciones  $X/R$  de las impedancias de las fuentes de ambos lados son diferentes.

#### 5.7.1.6 Márgenes de seguridad.

A los efectos de evitar actuaciones incorrectas por sobrealcance se considerará una incertidumbre total en el límite de las características de accionamiento del 20 %. Este valor contemplará aproximadamente los errores de la protección (5 %), de los transformadores de medición (5 %) y de los estudios de cortocircuito (10 %), incluyendo el de los parámetros utilizados para los mismos.

En cada caso particular se realizará un análisis minucioso para establecer con mayor precisión el margen de error total.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 63 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### 5.7.1.7 **Ajuste de la zona independiente de disparo instantáneo (1ra. zona).**

El alcance de la primer zona no superará la impedancia medida para una falla en el 80 % de la longitud de línea, para todos los casos analizados en los estudios de cortocircuito, debido a la incertidumbre del 20 % considerada. El alcance se decidirá entonces en un valor inmediato inferior a ese valor de impedancia, resultante de dichos estudios. La consideración anterior corresponde al valor de la primera zona en cualquier modo de teleprotección y es independiente del mismo.

#### 5.7.1.8 **Ajuste de la zona en sobrealcance (2da. zona).**

El alcance de la segunda zona deberá superar, como mínimo, en un 20% a la impedancia de la línea y ser inferior al alcance de la 1ra. zona de la línea subsiguiente, con un mínimo intervalo selectivo.

#### 5.7.1.9 **Ajuste de las zonas de respaldo.**

Con las zonas de respaldo se procurará cubrir al menos la barra siguiente a la de la estación remota, considerando una incertidumbre del 20 % en los límites zonales, a los efectos de evitar descoordinaciones y pérdida de selectividad con los respaldos remotos de otras protecciones instaladas por delante y por detrás.

De no ser factible alcanzar la barra subsiguiente con las zonas de respaldo, se dará prioridad a la seguridad por sobre la dependabilidad en la selectividad, renunciando al respaldo remoto y dejando solamente el respaldo local que brinda la redundancia del equipamiento en 500 kV, así como el respaldo por protección de sobrecorriente de tierra direccional (*este último sólo en fallas monofásicas*). Si este problema se diese en una red sin protecciones redundantes, se recurrirá a la implementación de dicha protección redundante y PFI, para cubrir la no-actuación de la protección y del interruptor, respectivamente.

Resultará conveniente (*y en algunas oportunidades será inevitable*) cubrir buena parte de los transformadores de la barra opuesta con las zonas de respaldo. Esta intención tiene como límite la no-incursión en la red de 220 kV y/o 132 kV, especialmente considerando la operación en paralelo de transformadores.

#### 5.7.1.10 **Ajuste de la zona en dirección inversa.**

Cuando se utiliza "*weak end infeed*", el alcance hacia atrás de una protección debe sobrepasar al alcance en zona de sobrealcance de la protección del extremo opuesto.

#### 5.7.1.11 **Alcance resistivo.**

Se consideran las impedancias "vistas" por la protección (*impedancias aparentes*) para fallas con resistencia de falla de 20 ohm como mínimo, procurando evitar un subalcance debido al carácter muy resistivo de cortocircuitos a tierra provocados por incendios de campos, debidos a la ionización del aire y a las partículas en suspensión (producto de la combustión) ó durante la caída de estructuras que soportan la línea ó en fallas a tierra en zonas de terreno rocoso. En estos últimos

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 64 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

casos deberán contemplarse mayores valores de resistencia de falla, a definir por TRANSENER.

#### 5.7.1.12 Ajuste del arranque.

Cuando la protección disponga de arranque, el mismo se ajustará tratando de abarcar a todas las zonas ajustadas con un cierto margen y guardando un margen mayor o igual al 20% respecto de la situación de máxima carga, en condiciones de mínima tensión de operación prevista.

#### 5.7.1.13 Límite para la excitación de la zona de selección de fase fallada.

La selección de fase fallada puede realizarse con la zona de arranque, con alguna zona de medición ó con una zona especialmente destinada a ese fin, dependiendo de la protección considerada.

Cualquiera sea el caso, se compatibilizará la necesidad de lograr el respaldo remoto y el alcance resistivo pretendidos, con la de evitar dos situaciones de riesgo, fundamentalmente relacionadas con el alcance resistivo, a saber:

1. Excitación por fases sanas (*no falladas*): esta situación no derivará en un bloqueo innecesario y no deseado de la posibilidad de recierre. De resultar inevitable, el equipamiento tolerará la excitación por fases sanas sin producir inhibición del recierre. En tal caso, la discriminación de falla evolutiva deberá realizarse a partir de un segundo disparo y no de una segunda excitación. Así entonces, la lógica de discriminación de fallas, de selección de fases y de arranque de recierre deberá activarse a partir de los disparos por fase.
2. Ingreso del punto de impedancia de carga dentro del lugar geométrico del blindaje para el bloqueo del disparo por oscilación de potencia. Esta situación puede provocar un bloqueo permanente del funcionamiento de la protección, mientras subsista la misma ó bien alguna otra situación no deseada en la protección, dependiendo del programa de bloqueo (*o disparo*) por oscilación de potencia seleccionado.

#### 5.7.1.14 Temporizaciones.

La primera zona será instantánea.

El valor mínimo de la temporización de la segunda zona se adoptará bajo el siguiente criterio:

$$t_2 = (t_{\text{prot}} + t_{\text{int}} + t_{\text{rep}}) \text{ FS}$$

donde:

- $t_2$ :           temporización mínima de la 2da. zona
- $t_{\text{prot}}$ :       tiempo máximo de accionamiento de la protección en zona 1
- $t_{\text{int}}$ :       tiempo de operación del interruptor
- $t_{\text{rep}}$ :       tiempo de reposición de la protección, luego del disparo en zona 1

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 65 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

FS:           factor de seguridad que incluye las incertidumbres en los valores y la garantía de selectividad.

En protecciones que operan bajo la modalidad de sobrealcance, con posibilidad de efectuar recierre mediante “*weak end infeed*”, se incorporan otras condiciones, tales como:

tHF:          tiempo de transmisión de la señal de teleprotección, incluyendo relés auxiliares de interfase hasta la función cumplida.

tv:           retardo de la señal eco.

El ajuste de tv depende de la relación impedancia de fuente / impedancia de línea del extremo débil, ya que la función de tv es prevenir la devolución de la señal de teleprotección por eco ante arranques retardados de la protección, con demoras que pueden resultar de un orden límite de 40 ms. Es aceptable entonces considerar un ajuste de tv de 75 ms.

Se tiene entonces, sin weak-infeed:

- En esquemas de sobrealcance:  
 $(t_{prot} + t_{int} + t_{rep} + t_{HF}) 1,5$   
 $t_2 = (45 + 40 + 35 + 20) 1,5 = 208 \text{ ms.}$
- En esquemas de aceleración de estado:  
 $(t_{prot} + t_{int} + t_{rep} + t_{HF} + t_{conmutación \text{ de zona}}) * 1,5$   
con  $t_{conmutación \text{ de zona}} = 15\text{ms}$ , resultará  $t_2 = 225\text{ms}$

Con weak-infeed:

$$t_2 = (t_{prot} + t_{HF} + t_v + t_{HF} + t_{int} + t_{rep}) FS$$

$$t_2 = (45 + 15 + 75 + 15 + 40 + 35) 1,5 = 337 \text{ ms.}$$

En conclusión, se adoptará un valor superior a 350 ms para el caso de esquemas de sobrealcance con función “*weak end infeed*”, pudiendo reducirse a 250 ms en otra modalidad de teleprotección y en 500 kV, donde los requerimientos del menor tiempo de mantenimiento de falla hacen a una mayor garantía de estabilidad del sistema.

Estos valores podrán sufrir alteraciones por exceso, en los casos en que el límite del alcance de una 2da. zona se superponga con el límite de alcance de la 1ra. zona de la protección de la línea subsiguiente. En tal situación resultará riesgosamente comprometida la selectividad en la función de respaldo, de no adoptar tales precauciones. De todos modos estas situaciones deben tratarse de evitarse, para no ajustar tiempos de 2da. zona anormalmente elevados.

El ajuste de  $t_2$  deberá contemplar además un margen suficiente por sobre el valor del tiempo 2 de las PFI asociadas a los interruptores comprendidos dentro del alcance de la zona 2, considerando además el tiempo de interruptor y de reposición de la PFI.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 66 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

$$t_2 > t_{prot} + t_{2PFI} + t_{int} + t_{repPFI}$$

Se adoptará para  $t_2$  el mayor valor resultante de tales consideraciones, en tanto la estabilidad del sistema lo permita. De lo contrario se ajustarán en la PFI iguales temporizaciones para sus dos etapas.

Para la tercera zona se adoptará  $t_3$  del orden de 2  $t_2$ .

Para las zonas adicionales lado línea se procurará mantener el criterio anterior, cuidando la coordinación en el avance sobre los transformadores, al igual que con  $t_3$ . (p.ej.:  $t_4 = 2 t_3$ ).

La zona hacia atrás no se necesita en 500 kV, dados el esquema redundante de protecciones (*respaldo local y remoto*). En caso de disponerse en la protección se inhabilitará. No obstante, en protecciones con función "*weak end infeed*" habilitada, su alcance en impedancia será estratégicamente seleccionado. Esta zona lado barras, se ajusta a un valor elevado, en protecciones de 132 kV y 220 kV, donde no existe redundancia para respaldo local y por lo tanto eventualmente se podría constituir en un respaldo remoto en dirección inversa.

#### 5.7.1.15 Ajuste del esquema de teleprotección.

Si en una línea puede ajustarse el esquema de aceleración de estado y el relé no posee zona 1 independiente, entonces no deberá ajustarse el esquema de sobrealcance.

En líneas cortas (< 20 km), con compensación serie ó con extremos de débil generación, se ajustará en sobrealcance.

No se utilizará el esquema subalcance con interdisparo autorizado por arranque ni los esquemas de bloqueo ó desbloqueo, cuando se disponga de la alternativa de aceleración de estado, por su baja relación "*seguridad / dependencia*".

#### 5.7.1.16 Ajuste de la oscilación de potencia.

La evolución temporal de los valores de impedancia medidos por la protección, obtenido a través de los estudios dinámicos, permitirá observar el compromiso en el funcionamiento de la protección, así como el ajuste del blindaje de bloqueo de accionamiento por oscilación de potencia.

Los resultados de los estudios permitirán además una rápida observación del carácter de la oscilación: estable o inestable, evitando además el cálculo de la evolución del lugar geométrico de las impedancias medidas durante la oscilación.

Con los estudios enunciados podrán además determinarse los efectos de la oscilación en las dos fases de transmisión, durante el tiempo muerto de recierre de la fase en falla.

Las características de "*blindaje*" ó detección de la oscilación de potencia deberán "envolver" a la característica de arranque (*fallas fase-fase*).

Deberá dejarse un margen suficiente entre el blindaje exterior y la zona de carga (*máxima*), considerando los errores de la protección.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 67 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

El ajuste del tiempo de tránsito entre los blindajes exterior e interior se ajustará en el orden de 50 ms, de manera que la variación de la impedancia en el tiempo que define el bloqueo se sitúe en un valor comprendido entre 600 y 1000 ohm/seg.

Resultará conveniente adoptar esquemas de bloqueo por oscilación de potencia capaces de desbloquear el disparo si durante la oscilación se produce una falla balanceada o desbalanceada.

En caso de utilizar la opción de disparo por oscilación de potencia se evitará disparar a los interruptores con tensiones en contrafase.

Se preferirán los esquemas de bloqueo por oscilación de potencia capaces de discernir si una oscilación es o no recuperable y por lo tanto desbloquear a la protección en lugar de generar tiempos de bloqueo fijos. Aún en tal situación deberá contarse con la posibilidad del bloqueo permanente, durante la oscilación de potencia.

## 5.7.2 Ajustes del recierre.

### 5.7.2.1 Criterios de ajuste del recierre.

- Tiempo activo (*de existir*):

Tiempo comprendido entre el instante de excitación de la protección y el límite de tiempo tolerado para el disparo, dentro del cual se autoriza el recierre. Tiene por objeto evitar la posibilidad del recierre para disparos de la protección en zonas superiores a la primera. En consecuencia su valor de ajuste se deberá adoptar entre los tiempos de la 1ra. y 2da. Zona.

- Tiempo muerto (*ó pausa sin tensión*) del recierre:

Intervalo en el que la fase en falla permanece sin tensión y de un valor tal que se garantice la extinción de la falla fugaz, antes de ordenar la reconexión. La elección del valor de ajuste contemplará dos valores límites:

- Valor mínimo: atendiendo a los valores de la corriente de arco secundario y de la tensión de restablecimiento, durante el tiempo muerto.
- Valor máximo: contemplando el compromiso de la estabilidad, durante la transmisión en dos fases.

Los valores adoptados para la red de TRANSENER, en general exitosamente y por lo tanto recomendados, son los siguientes, según el nivel de tensión que se trate:

- 500 kV: en general recierre monofásico a 800 ms a 1 segundo, con excepción de casos particulares que responden al condicionamiento del valor máximo, en 600 ms y 500 ms. Se observa que, en general estos ajustes son suficientes para satisfacer las condiciones del valor mínimo.



 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 69 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

selectividad. Este último propósito obliga a la adopción de temporizaciones elevadas, del orden de los segundos, para evitar descoordinaciones con zonas superiores de protecciones de línea y con protecciones de transformadores.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 70 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

## **CAP.6 PROTECCIONES DE INTERRUPTOR.**

### **6.1 GENERALIDADES.**

En las estaciones de TRANSENER, donde están duplicadas las protecciones, el interruptor sigue siendo un elemento común. Una falla en la operación del un interruptor significa que la acción de las protecciones resulta ineficaz. Aunque la probabilidad de ocurrencia de una falla de este tipo es baja, debe tenerse en cuenta el elevado costo y la afectación a las instalaciones que representa el no despeje de una falla en un tiempo reducido. En particular importa la afectación a sistemas vecinos como así también otras cuestiones como por ejemplo las posibles sobretensiones a que pueden estar sometidos los transformadores ante rechazos de carga en media tensión seguidos por la no-operación de un interruptor de alta tensión.

A pesar de su baja probabilidad de actuación, las protecciones de interruptores deberán implementarse en ambos sistemas, atendiendo al principio de la redundancia.

Las protecciones de interruptor comprenderán:

- Protección de falla interruptor (*PFI*).
- Discrepancia de polos (*DP*).
- Dispositivo antibombeo.

### **6.2 PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR (*PFI*).**

#### **6.2.1 Objeto.**

La PFI deberá eliminar todos los aportes a una falla, a través de un interruptor que no responde a la orden de apertura de una protección, manteniéndose en estado de cierre.

#### **6.2.2 Criterios de equipamiento.**

##### **6.2.2.1 Integración.**

Cada interruptor deberá poseer una protección (*PFI*) por sistema, compuesta básicamente por:

- Tres detectores de sobrecorriente de fase con un tiempo de recaída muy bajo (*menor a 10 ms*). Deberán detectar por lo menos una corriente de 0.25 In y permitir la actuación de la protección sin que el tiempo de reposición perturbe el buen funcionamiento de la misma.
- Elementos de recepción de las órdenes de disparo por protecciones (*fase por fase y trifásico*).

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 71 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- ❑ Una lógica que combine las señales producidas por los elementos descriptos de manera tal que si se da la condición de presencia simultánea de corriente circulante y orden de disparo, genere una señal de arranque a los temporizadores.
- ❑ Dos temporizadores que, a partir de la orden de arranque, generen las siguientes señales:
  - a) Temporizador 1: emisión de la orden de disparo al interruptor propio.
  - b) Temporizador 2: emisión de las órdenes de disparo a los interruptores apropiados de manera de cortar las alimentaciones a la falla.

#### 6.2.2.2 **Confiabilidad.**

Con el fin de incrementar la confiabilidad, se deberán tomar en cuenta los siguientes principios de diseño:

- ❑ La avería de un elemento detector de señal de disparo no deberá generar un disparo falso teniendo en cuenta que los elementos de sobrecorriente pueden estar excitados por la corriente de carga.
- ❑ La avería (*actuación intempestiva*) del temporizador de salida deberá estar cubierta mediante un adecuado diseño del temporizador y por algún sistema de supervisión que detecte tal condición (*salida del temporizador sin señal de entrada*) bloqueando la protección y dando alarma (*local y remota*).
- ❑ El disparo deberá darse por dos condiciones (*por ejemplo: salida del temporizador y señal de arranque*).
- ❑ No se utilizarán señales de posición del interruptor para la lógica de la protección.

#### 6.2.2.3 **Condiciones de accionamiento.**

Las condiciones para el disparo serán:

1. Nivel de corriente superior a un valor ajustado.
2. Orden de disparo no repuesta de la protección, sobre el interruptor supervisado (*la apertura manual no habilitará a las PFI*).
3. Tiempo mayor que el ajustado.

#### 6.2.2.4 **Actuaciones.**

En primera instancia (*tiempo T1*), se reiterará el disparo sobre el interruptor no abierto.

En segunda instancia (*tiempo T2*), de no prosperar la primera, se deberán disparar los interruptores adyacentes, para eliminar los aportes a la falla a través del interruptor afectado, teniendo en cuenta que no es necesario (*y por lo tanto se deberá tratar de evitar*) la emisión de disparos a los interruptores que hayan sido abiertos por la protección actuante.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 72 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

La aplicación de este último principio hace que, en el esquema de doble interruptor, ó en el de interruptor y medio si el interruptor afectado es el de barra, la PFI necesite actuar sólo sobre los interruptores de la barra, cuando la falla se encuentra ubicada en la salida. De esta forma resultará factible preservar la posibilidad del recierre en las salidas de línea, aún ante fallas en uno de los interruptores de dicha salida, evitando así la indisponibilidad forzada.

En otros casos, por ejemplo, cuando el arranque es efectuado por la protección de barras, el disparo de la PFI se canalizará a todos los interruptores que aporten a la falla en barras a través del interruptor afectado, esto es al interruptor del mismo vano y adyacente a la otra barra (*en el esquema doble interruptor*), o bien al interruptor central (*en la configuración de interruptor y medio*), transfiriéndose (*en ambas situaciones*) el disparo vía TDD al extremo de línea remoto (*en el caso de una línea de transmisión*) o a los interruptores de menor nivel de tensión, en el caso de un transformador.

En los casos de reactores de línea conectados a través de un interruptor propio, el disparo se canalizará hacia ambos extremos de la línea de transmisión: local y remoto (*vía TDD*), a los efectos de evitar los aportes de dichos extremos a la falla en el reactor, a través del interruptor no abierto por anomalía funcional.

El disparo deberá darse trifásicamente a los interruptores respectivos, en forma directa a través de las bobinas de apertura (*AFR, AFS, AFT*). Se deberán arrancar, a su vez, las PFI de los interruptores a los que se ha dirigido el disparo y bloquear el recierre en las líneas que corresponda.

Deberán darse además las indicaciones de alarma correspondientes (*RCE, CL, EQT*).

### **6.2.3 Criterios de ajuste.**

#### **6.2.3.1 Ajuste del nivel de corriente.**

El nivel de corriente a ajustar deberá permitir alcanzar el dominio de la protección que la activa. Esta situación puede llevar a la PFI a una situación de constante predisposición por corriente, en situación de carga.

En el caso de las PFI asociadas a interruptores de línea, se ajustará un nivel de corriente tal que, con ambos interruptores de línea cerrados (*2 y 1 ½ interruptor*), se alcance como mínimo a la barra remota, asumiendo igual distribución de corriente por ambos interruptores.

Al abrir uno de los interruptores, la PFI correspondiente al interruptor defectuoso, extenderá su alcance hasta donde lo hace la protección de línea. Esta extensión del alcance se debe a que el aporte deja de dividirse por ambos interruptores, para conducirse sólo a través del interruptor no abierto.

En el caso de las PFI de reactores de línea, dado que las protecciones que la activan son las protecciones de dicho reactor, la necesidad de cubrir con el nivel de corriente el dominio de acción de las protecciones impone un ajuste que

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 73 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

inevitablemente, en general, será superado por la corriente nominal del reactor, permaneciendo así la PFI predispuesta por corriente.

La situación anterior también se presentará en las PFI asociadas a interruptores de transformadores.

### 6.2.3.2 Ajuste de los tiempos de disparo.

El tiempo de disparo básico de una PFI comprende:

$$t_{disp} = t_{int} + t_{rep} + \text{margen}$$

donde:

$t_{int}$  = tiempo de apertura del interruptor.

$t_{rep}$  = tiempo de reposición de la protección.

margen = margen de seguridad.

Un valor típico oscila en 125 ms. El margen de seguridad comprenderá al margen requerido para la operación del interruptor mas el margen que cubre el tiempo de reposición del relé. (Por ej.:  $t_{int} = 40 \text{ ms}$  -  $\text{margen } t_{int} = 60 \text{ ms}$  -  $t_{rep} = 15 \text{ ms}$  -  $\text{margen } t_{rep} = 10 \text{ ms}$  -  $\text{Total} = 125 \text{ ms}$ ). Se destaca, como variable muy importante, el tiempo de reposición de los elementos de corriente de la PFI, valor que debe ser considerado al momento de seleccionar la protección.

Cuando la necesidad de ajustar un tiempo de disparo menor que el tiempo de zona 2 en líneas oblique a adoptar un único escalón (por ej.: siendo  $t_2$  (línea) = 250 ms se ajusta  $t_2$  (PFI) = 125 ms), se recomienda disparar al propio interruptor ajustando  $T_1 = 0$ . En caso que esto no sea factible (por ejemplo en líneas con recierre donde el redisparo de la PFI no es monofásico) no se deberá insistir con el disparo sobre el interruptor afectado, produciendo una única actuación sobre todos los interruptores (el afectado y los adyacentes), con  $T_1 = T_2$  y  $T_2$  de un orden superior a los 100 ms.

## 6.3 PROTECCIÓN DE DISCREPANCIA DE POLOS ELÉCTRICA (PDP).

### 6.3.1 Objeto.

La detección de la discrepancia de polos en un interruptor, en forma eléctrica, se plantea como necesaria ante la rotura y la caída del vástago de mando de uno de sus polos, avería que no podría ser detectada por los contactos auxiliares del interruptor (y por consiguiente por la protección de discordancia de polos normal del mismo).

Basado en este principio, la implementación de esta protección persigue dos objetos distintos:

1. Advertir sobre el estado de discrepancia de polos de un interruptor (en esquemas 1 1/2 ó 2 interruptor) cuando el interruptor adyacente se encuentre cerrado, mediante una alarma.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 74 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

2. Impedir el mantenimiento de una corriente residual en la red, la cual puede comprometer la disponibilidad de las líneas de transmisión, por actuación no deseada de las protecciones de sobrecorriente de tierra direccional ó afectar a los generadores cercanos por la presencia de corrientes de secuencia negativa, llevándolos a una situación de desconexión, mediante un disparo dirigido en forma similar al de una PFI.

## 6.3.2 Criterios de equipamiento.

### 6.3.2.1 Integración.

Cada interruptor de un esquema 2 ó 1 ½ interruptor deberá poseer una protección de discrepancia de polos eléctrica (*PDP*) por sistema, compuesta básicamente por:

- ❑ Seis detectores de sobrecorriente de fase (*3 de  $I >$  y 3 de  $I >>$* ) ó tres detectores de sobrecorriente de fase y un detector de sobrecorriente de neutro.
- ❑ Una lógica que detecte la discrepancia entre las corrientes de fase y/o fase y neutro, para generar la señal de arranque a los temporizadores.
- ❑ Dos temporizadores regulables (*1-10 segundos*) para generar las señales de alarma (*local y a distancia*) y disparo.

Esta protección tiene mayor importancia en aquellos casos en que puedan existir interruptores en paralelo (*esquemas 1 1/2 y 2 interruptor*). Para los interruptores de reactores resulta más eficaz utilizar una protección de sobrecorriente de neutro.

Los interruptores deberán poseer, independientemente de la PDP, su propia protección de discrepancia de polos mecánica, basada en la posición de sus contactos auxiliares, la cual deberá implementarse en ambos sistemas de protecciones. Estas protecciones se instalan generalmente en las cajas de comando locales de los interruptores y reiteran el disparo trifásico a los mismos en forma local. Este disparo deberá conectarse al armario de protecciones para bloquear el recierre, en casos de interruptores de línea.

### 6.3.3 Principio de funcionamiento.

El disparo por discrepancia de polos estará condicionado de la siguiente forma:

- ❑ Dado que resulta imposible asegurar con exactitud cuál es el interruptor averiado (*la corriente residual y la existencia de una corriente inferior a un nivel de ajuste en una fase, puede ser detectada en distintos puntos de la red*), se deberá condicionar el disparo a una ventana temporal, del orden de algunos segundos, activada por el cierre o la apertura del interruptor afectado.

La razón para este condicionamiento es la presunción de que el interruptor que genera la discrepancia sufre la avería como consecuencia de una maniobra o recierre.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 75 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- ❑ El disparo estará condicionado a la generación efectiva de discrepancia de corrientes en la salida correspondiente, para lo cual podrá utilizarse cualquier método efectivo.

Por ejemplo, el disparo por detección de discrepancia eléctrica debe evitarse en el caso de configuraciones de doble interruptor o de 1 ½ interruptor, con ambos interruptores cerrados, dado que no habría incidencia eléctrica en la red, como resultado de la discrepancia en uno de ellos.

- ❑ Detección de discrepancia entre “*presencia*” y “*falta*” de corriente en alguna fase.

#### **6.3.4 Criterios de ajuste.**

##### **6.3.4.1 Discrepancia mecánica.**

Se la ajustará a un tiempo del orden de los 2 segundos a partir de la detección de la discrepancia, para evitar el disparo durante el tiempo muerto del recierre. En general, para el caso de líneas se pretende un tiempo de orden doble al tiempo muerto de recierre, en tanto que interruptores dedicados exclusivamente a máquinas podrán tener un menor valor de ajuste.

##### **6.3.4.2 Discrepancia eléctrica.**

El tiempo de discrepancia tolerado, antes de emitir alarma o disparo, deberá ser superior al tiempo muerto de recierre del interruptor supervisado.

- ❑ Nivel de alarma: mayor que 2 segundos.
- ❑ Nivel de disparo: ídem anterior, con los condicionamientos descriptos.

##### **6.3.4.3 Influencia en otras protecciones.**

Deberá procurarse el no accionamiento de las protecciones direccionales de sobrecorriente a tierra, durante el tiempo de discrepancia, fundamentalmente en el caso de operación con un solo interruptor. De allí la necesidad de los estudios de fase abierta, para coordinar adecuadamente los valores de corriente residual. Deberá guardarse la debida precaución en la elección de las temporizaciones del respaldo no condicionado por la comparación direccional.

El tiempo máximo tolerado en la discrepancia debe estar por debajo de la temporización de las protecciones de secuencia inversa de los generadores conectados a TRANSENER y afectados por la misma.

#### **6.4 DISPOSITIVO ANTIBOMBEO.**

##### **6.4.1 Objeto.**

Tiene por finalidad evitar sucesivas y reiteradas operaciones de cierre y apertura, no controladas, hasta la caída de la presión de los circuitos neumático, hidráulico y/o de SF6, por debajo de los niveles de autorización. Esta situación podría

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 76 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

producirse en una operación de cierre sobre falla, durante toda la permanencia de la orden de comando de cierre. Deberá considerarse que el comando de cierre de interruptor, es una orden de algunos segundos de duración.

#### **6.4.2           Funcionamiento.**

Se implementará una disposición circuital simple, de modo que una vez emitido un comando de cierre y en tanto permanezca el mismo, todo disparo trifásico impedirá un nuevo cierre.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:            GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 77 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:            VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.7    PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES.**

### **7.1        GENERALIDADES.**

Si bien un transformador de potencia es un equipo de baja tasa de avería, la necesidad de su protección está basada en tres aspectos bien diferenciados:

1. Condiciones de funcionamiento anormal, que predisponen a la avería.
2. Perturbaciones externas que comprometen la expectativa de vida del transformador.
3. Averías internas, con un daño resultante proporcional al tiempo en que el transformador demore en ser desconectado, desde iniciada la falla.

Una vez declarada la avería en el transformador, su indisponibilidad hasta la reparación es, por lo general, muy prolongada.

Se describen a continuación, las causas involucradas en cada uno de los aspectos antes mencionados:

- ❑ **Degradación de la aislación interna:**  
Con propensión al cortocircuito interno. Puede ser provocada por diferentes situaciones: envejecimiento de la aislación por tiempo y/o sobretemperatura mantenida, contaminación del fluido refrigerante, descargas parciales, sobretensiones transitorias de maniobra, esfuerzos electrodinámicos internos por fallas externas, etc.
- ❑ **Sobretemperatura por sobreexcitación (*sobreflujo*):**  
La operación con sobretensión y/o subfrecuencia produce un incremento del flujo en el núcleo, así como en las eventuales trayectorias de dispersión, por lo general no laminadas, resultando en una sobretemperatura por incremento de las pérdidas en el hierro, si tal situación es sostenida en el tiempo.
- ❑ **Contaminación del fluido refrigerante:**  
Una importante propiedad de este fluido es su rigidez dieléctrica, la que puede resultar comprometida por la presencia de agua e impurezas generadas por la degradación de la aislación interna del transformador.
- ❑ **Deficiencias en el sistema de refrigeración forzada:**  
Con una sobretemperatura resultante del fluido refrigerante, y consecuentemente una menor disipación del calor generado en el transformador.
- ❑ **Perturbaciones externas:**  
Se tratan de perturbaciones en la red que pueden comprometer al transformador. Entre ellas merecen mencionarse:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 78 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- El mantenimiento de cortocircuitos en el tiempo, no eliminados selectivamente por las protecciones asignadas, lo cual produce un incremento significativo de las pérdidas en el cobre y en consecuencia un aumento de la temperatura. Comprometen al transformador, además, los esfuerzos electrodinámicos resultantes del cortocircuito.
  - Sobrecargas que superen los niveles admisibles del transformador. Son provocadas por situaciones operativas. Producen incremento de temperatura, por aumento de las pérdidas en el cobre.
  - Sobretensiones temporarias de operación, con el efecto resultante de sobreexcitación e incremento de temperatura.
  - Subfrecuencia de operación, generalmente acompañada por sobreexcitación e incremento de temperatura.
  - Sobrefrecuencia: sólo en casos muy particulares de la red, con asociación a otro equipamiento.
  - Sobretensiones transitorias de maniobra o de descargas atmosféricas. En situaciones muy particulares pueden desencadenar fenómenos de ferresonancia. Comprometen también al transformador por propenderlo a la falla entre espiras. Tales sobretensiones son normalmente limitadas por descargadores conectados a los terminales del transformador.
- Averías internas:
- Puede discriminarse entre fallas de desarrollo violento y fallas incipientes.
- Entre las fallas de desarrollo violento se tienen:
- Cortocircuitos a tierra en arrollamientos en estrella con neutro rígido a tierra, con corriente de falla acotada por la tensión y reactancia de falla, de valor decreciente, esta última, con la aproximación de la avería al punto neutro. Puede resultar así una corriente de falla mayor en las proximidades del neutro, que en la mitad del arrollamiento. No ocurre lo mismo con la corriente primaria, externa al transformador, pudiendo no ser “vista” la corriente de falla por una protección de sobrecorriente.
  - Fallas a tierra en el arrollamiento conectado en triángulo. La corriente de falla tendrá lugar si la red externa está puesta a tierra, repartiéndose esta última en dos fases, pudiendo resultar de igual o inferior orden a la corriente de carga, pudiendo no ser “vista” por la protección de sobrecorriente.
  - Cortocircuitos entre fases, con corrientes de falla importantes y sólo acotadas por la impedancia de fuente y la reactancia de cortocircuito del transformador.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 79 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- Cortocircuitos entre espiras de una misma fase, generalmente provocadas por sobretensiones transitorias. Es opinión de algunas publicaciones (*Protective Relays Application Guide - GEC Measurements*), que el 70 al 80% de las fallas de transformadores se inician como fallas entre espiras. Tienen la particularidad de que altas corrientes de falla entra espiras, provocan bajas corrientes en terminales del transformador, pudiendo escapar al dominio de acción de la protección de sobrecorriente. Como ejemplo (*según Power Transformer Protection - Application Guide - ABB Relays*) para cortocircuitos entre espiras que involucran del 2 al 4% del total, la corriente en terminales del transformador es del orden de la nominal, en tanto que la corriente en el lazo de falla puede alcanzar de 50 a 100 veces la nominal, produciendo sobrecalentamientos localizados, arcos, descomposición del fluido refrigerante y liberación de gases.
- Cortocircuitos fase a tierra en bushing del transformador.
- Cortocircuitos en el regulador bajo carga (*RBC*).
- Cortocircuitos fase a tierra o entre fases en bornes del transformador (*externos a la cuba*).

Entre las fallas incipientes pueden mencionarse:

- Conexiones deficientes entre arrollamientos y terminales.
- Fallas en la aislación de los laminados del núcleo.
- Fallas en la aislación del abulonado del núcleo.
- Descargas parciales a través del fluido refrigerante, por contaminación del mismo.

Tales fallas incipientes, asociadas a las condiciones anormales de funcionamiento, de no ser detectadas prematuramente, pueden desencadenar en el tiempo fallas de desarrollo violento. Normalmente, las tres primeras producen calentamientos localizados, y en total son difíciles de detectar por medios eléctricos, debiendo recurrirse a la liberación de gases que provocan para permitir la detección.

## **7.2 CRITERIOS DE EQUIPAMIENTO.**

### **7.2.1 Criterios generales.**

Los transformadores y autotransformadores conectados a barras de alta tensión (*500 kV*) deberán protegerse mediante doble sistema redundante paralelo (*S1* y *S2*), cada uno de los cuales será capaz de detectar todo tipo de fallas en la máquina y en sus acometidas.

En cada sistema se instalará una protección diferencial total (*DT*). Se tratará que las *DT* cubran también fallas en las acometidas.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 80 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Teniendo en cuenta que los transformadores poseen normalmente regulación bajo carga (RBC) y con el objeto de aumentar la sensibilidad contra fallas a tierra, se deberán incluir además, en ambos sistemas y en los bobinados de alta y media tensión, protecciones diferenciales de tierra. Normalmente, estas protecciones se conectarán a TI ubicados en los bushings de alta y media tensión y en las correspondientes puestas a tierra.

En los casos de bancos monofásicos se preferirá la instalación de protecciones diferenciales en cada bobinado. De esta manera se evitará también que la mismas estén condicionadas por el cambio de regulación efectuado por el RBC.

Deberá prestarse especial atención al punto de conexión de cada protección y a su zona de cubrimiento para poder asegurar protección total duplicada en todos los tramos.

En los autotransformadores, donde no es posible recurrir a las protecciones diferenciales de tierra restringida para aumentar la sensibilidad de la protección diferencial total, resultará factible la combinación de dos protecciones:

1. Protección diferencial total, para fallas a tierra y entre fases, incluyendo en este último caso al arrollamiento en triángulo. (*Protección diferencial para transformadores de 3 arrollamientos con una insensibilidad mayor o igual al 20 %*).
2. Protección diferencial, con medición de corriente en los niveles primario y secundario de tensión y en la acometida de cada una de las fases al centro de estrella que conforma el neutro puesto a tierra. Este esquema permite la detección de fallas a tierra y entre fases en el arrollamiento principal, no detectando fallas en el arrollamiento en triángulo. El umbral de sensibilidad de esta protección puede ser del orden del 5 %.

De acuerdo con los estudios eléctricos que se realicen, puede surgir la necesidad de utilizar protecciones de sobreexcitación. Las mismas deberán ser temporizadas y podrán utilizarse con la finalidad de prevenir o evitar el fenómeno de ferresonancia del TR y/o ATR que puede ocurrir ante determinadas condiciones del Sistema de Potencia.

Las protecciones intrínsecas, a excepción de la protección Buchholz, podrán reunirse en un único dispositivo de monitoreo, de tecnología digital, con microprocesador. En cuanto a las protecciones de la red, con excepción de la protección distanciométrica del lado secundario, también podrán suministrarse integradas en una protección digital, por cada sistema.

En alguna de las protecciones instaladas en las acometidas de alta y media tensión se deberá contar con un registrador de perturbaciones con comunicación remota.

## 7.2.2 Nivel Primario.

En este nivel se agregarán protecciones de sobrecorriente para brindar respaldo ante fallas en barras de alta tensión no despejadas por la protección de barra.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 81 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Quando las protecciones diferenciales no cubran la acometida, se agregarán protecciones de sobrecorriente dirigidas hacia el transformador para suplir esta falencia.

Las protecciones de sobrecorriente no deberán ser utilizadas como protección de sobrecarga del transformador (*para ello se dispone la protección por Imagen Térmica*).

### 7.2.3 Nivel Secundario.

En el lado secundario se dispondrá una protección de impedancia que actúe como respaldo local ante fallas fase-fase y fase-tierra en la barra ó en una línea de acometida a dicha barra, en caso que la misma no fuera despejada por la protección de dicha acometida. Esta protección dispondrá además de una o dos zonas capaces de ser direccionadas hacia el transformador, actuando como respaldo para las protecciones diferenciales.

### 7.2.4 Nivel Terciario.

El terciario del transformador se conecta generalmente en triángulo, aislado de tierra.

En la acometida del terciario se dispondrán protecciones de sobrecorriente como respaldo contra fallas fase-fase, externas al transformador, en dicha acometida. Estas protecciones deberán estar duplicadas.

La detección de un contacto a tierra de alguna de las fases (*el terciario está conectado en triángulo y aislado de tierra*) se implementará con unidades de mínima tensión que midan desde tres transformadores de medición, con primarios conectados entre cada fase y tierra. La ingeniería asociada deberá contemplar que esta protección no dificulte la conexión del transformador luego de una permanencia fuera de servicio del transformador.

Otra alternativa aceptada será generar una tensión residual, de secuencia homopolar, en un transformador estrella - triángulo abierto, alimentado desde los tres transformadores antes mencionados y conectado a una unidad de sobretensión residual.

La detección de contacto a tierra proveerá alarma o disparo, dependiendo de la tensión de aislación de diseño de la instalación de media tensión, considerando que ante un contacto a tierra de una fase, las otras asumen el valor de tensión compuesta respecto a tierra. Se considerará además que el efecto de la sobretensión mantenida sobre la aislación es progresivo, en función del tiempo de permanencia de la sobretensión.

Deberá tenerse en cuenta que la detección por sobretensión residual no es selectiva, pudiendo ser activada en presencia de ferresonancia entre los TV inductivos y la capacidad distribuida de la instalación de media tensión, la que genera oscilaciones subsíncronas de tensión residual, en algunas oportunidades no amortiguadas y persistentes en el tiempo.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 82 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Otra protección a implementar en media tensión será la de sobretensión y guardará relación con la preservación de la integridad del equipamiento de media tensión. Medirá tensión compuesta (*entre fases*) supervisando la tensión de operación, para producir alarma ante una sobretensión de un orden del 15 % por sobre la nominal. No se recomienda la implementación del disparo del transformador por esta protección.

### 7.2.5 Actuaciones y alarmas.

Cada sistema de protecciones deberá contar con los relés, los contactos y demás auxiliares necesarios para cumplimentar, como mínimo, las funciones que se indican a continuación:

- AFR, AFS, AFT a los interruptores de 500 kV.
- Emisión de la TDD (*si corresponde, en esquemas de 1 1/2 int.*).  
En esquemas 1 1/2 interruptor (500 kV) se debe emitir la TDD cuando la apertura del interruptor central (*por las protecciones del TR-ATR*) provoque la salida de servicio de una línea adyacente (*por estar el otro interruptor-seccionador de esa línea abierto o fuera de servicio*).
- AFR, AFS, AFT al interruptor del lado secundario.  
A través del interdisparo AT-MT-BT.
- Habilitación de las PFI.
- Bloqueo del recierre (*si corresponde*).  
En esquemas de 1 1/2 interruptor (500 kV) se deberá bloquear el recierre del interruptor central cuando la otra salida del mismo vano del TR sea una línea.
- Indicación de alarmas (*RCE, CL, EQT*).

Para canalizar los disparos entre los distintos niveles de tensión se admitirá el empleo de una barra colectora por sistema la cual recibirá las señales desde los distintos niveles de tensión (*en caso de fallas en dichos niveles*) emitiendo las órdenes de apertura a todos los interruptores que produzcan aportes a la falla (*interdisparo*). Las señales sobre esta barra se deberán intercambiar con una tensión auxiliar especialmente dispuesta y única. Esta tensión se utilizará también para obtener las informaciones de las protecciones intrínsecas del transformador.

### 7.2.6 Protecciones intrínsecas o propias.

Para las protecciones intrínsecas del transformador, se permitirá el disparo sobre los interruptores sólo para el Buchholz y la Imagen Térmica, asignando para las demás las funciones de alarma (*local y a distancia*) y/o de comando de equipamientos accesorios.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 83 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

### 7.2.6.1    **Protección Buchholz.**

Tiene por objeto la detección de fallas incipientes así como las de desarrollo violento que produzcan un arco interno y liberen gases por descomposición del fluido refrigerante.

Se trata de un dispositivo instalado en el ducto de fluido refrigerante que comunica la cuba con el tanque de recuperación/expansión. Su funcionamiento está basado en la acumulación de gases producida en el tránsito desde la cuba, la que siendo suficiente producirá alarma. El análisis del gas acumulado en su colector, permitirá discernir sobre el tipo de falla.

Deberá poseer un nivel de alarma.

Ejercerá una acción de disparo sobre los interruptores del transformador, a partir de un dispositivo complementario de acción mecánica que oficia de relé de flujo de fluido refrigerante.

Este último dispone de un álabe, que es impulsado en presencia de una falla de desarrollo violento, debido a la súbita corriente de fluido que esta provoca.

Se recomienda en todos los casos mantener esta protección en servicio, con todas sus funciones activas.

La cantidad de gas acumulado, necesaria para la función de alarma, y la velocidad de circulación del fluido refrigerante, para la función de disparo, dependen de la potencia del transformador, siendo valores establecidos por los fabricantes de este último. Una recomendación atendible (*Protective Relays, Their Theory and Practice - A. C. Van Warrington*) es un ajuste de 250 cm<sup>3</sup> y 110 cm/s, respectivamente, para potencias mayores de 10 MVA.

El tiempo de operación para el disparo depende de la naturaleza de la falla.

### 7.2.6.2    **Protección de sobrepresión.**

No es conveniente contar con esta protección en transformadores de gran potencia debido a la posibilidad de falla del contacto iniciador, ubicado en la cuba de la máquina.

En transformadores sin tanque de expansión es posible utilizar esta protección, para detectar fallas internas. Su funcionamiento se basa en la velocidad de aumento de presión del gas dentro de la cuba, directamente proporcional a la potencia disipada en el arco eléctrico. Un diafragma entre dos compartimentos deflexiona con la diferencia de presión entre ambos, produciendo la acción de disparo sobre los interruptores del transformador. Tiene una característica de tiempo inverso, en función de la velocidad de aumento de presión, evitando operaciones incorrectas debidas a vibraciones mecánicas.

### 7.2.6.3    **Imagen térmica.**

Es la auténtica protección de sobrecarga del transformador, a partir del aumento de temperatura que sufre el arrollamiento debido a las pérdidas en el cobre.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 84 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

A partir de la imagen térmica de la temperatura de los devanados del transformador, se evitará todo exceso de temperatura no admisible, provocado por cualquier causa externa, tales como: fallas en el sistema de refrigeración, excesiva temperatura ambiente, etc. Su funcionamiento estará basado en la determinación de una imagen real de la temperatura de los arrollamientos, a partir de la medición de la temperatura del aceite y la corriente de carga del transformador. En función de tales parámetros y de una característica de accionamiento definida en la protección, que contempla la constante de tiempo de la propia máquina, se obtendrá la imagen térmica deseada.

Poseerá un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo con acción de disparo sobre los interruptores del transformador. Podrán incorporarse otras funciones, tales como el comando de ventiladores y de bombas de circulación forzada de fluido refrigerante.

Dado que la capacidad de sobrecarga del transformador depende de tres variables: corriente, tiempo y temperatura del medio de disipación, sólo a través del mencionado dispositivo puede brindarse protección contra sobrecargas. La protección de sobrecorriente, que no la puede reemplazar, debe tener un ajuste tal que permita un valor de sobrecarga del 50%, por sobre el valor nominal.

Se recomienda, dada la situación de estaciones no atendidas en TRANSENER, no anular el disparo de esta protección bajo ningún concepto.

#### **7.2.6.4 Termómetro.**

Tiene por objeto medir la temperatura del fluido refrigerante, en el punto de mayor temperatura, parte superior de la cuba, mediante una sonda térmica apropiada.

Proveerá dos señales: indicación de la temperatura y contactos de salida con nivel de accionamiento predeterminado.

Se deberá evitar habilitar la función de disparo sobre los interruptores, para evitar la sobreprotección, pudiendo utilizarse sólo a los efectos de alarma y/o comando del sistema de refrigeración.

#### **7.2.6.5 Nivel de fluido refrigerante.**

La detección de un nivel deficiente tiene acciones similares a la del termómetro, recomendándose suprimir la función de disparo de la misma.

#### **7.2.6.6 Protección de sobreexcitación (sobreflujo).**

Dado que el incremento de la densidad de flujo puede acontecer por una sobretensión y/o una subfrecuencia de operación, no resulta selectiva la detección por cada una de esas variables en forma independiente.

La detección debe hacerse en consecuencia por el nivel que asume la relación  $V/f$ , dado que  $\rho = f(V/f)$ . Si el nivel  $V/f$  supera el valor predeterminado, el dispositivo supervisor deberá producir alarma, recomendándose la no-habilitación del disparo sobre los interruptores, dado que las consecuencias de la sobreexcitación resultarán detectadas por otros medios: la sobretemperatura, por la protección de

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 85 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

imagen térmica y la sobrecorriente de excitación (*en caso de saturación*), por la protección de sobrecorriente. Si se presume la existencia de ferresonancia, a través de los estudios, entonces se deberá habilitar la función de disparo como medio de anticipar el mismo a la posible sobrecorriente derivada del fenómeno.

## 7.2.7 Protecciones de la red.

### 7.2.7.1 Protección diferencial total.

Tiene por objeto desconectar el transformador en tiempo mínimo (*disparo instantáneo*), ante un cortocircuito dentro del dominio protegido, entendiéndose por tal al ámbito eléctrico comprendido entre los transformadores de medición de corriente de todos sus niveles de tensión, desde los cuales toma las referencias de corriente para decidir su acción.

Para minimizar los deterioros en la máquina, la protección diferencial será sensible a corrientes diferenciales pequeñas en relación a las de carga (*por ej. 0,15 a 0,4 In*) y operará en tiempos muy cortos (*por ej. < 50 ms*).

El principio de funcionamiento se basará en que en el estado normal la suma de las corrientes en cada fase de los distintos niveles de tensión es cero. Cualquier diferencia mayor que la debida a las condiciones normales de operación (*diferencias de TI, taps, conmutador bajo carga*) indicará la presencia de una falla en el transformador (*suma fasorial = corriente diferencial*).

Se deberán solucionar, mediante recursos externos o internos a la protección diferencial propiamente dicha, las siguientes cuestiones:

Problema	Solución
Diferencias de módulos entre las corrientes de los diferentes niveles de tensión, debido a las relaciones de transformación del transformador de potencia, así como las de los TI implementados en cada nivel de tensión.	Adaptación de módulos por ajustes en el software de la protección, en el caso de la protección digital con microprocesador o por transformadores intermediarios en las protecciones analógicas.
Presencia de corriente sólo en el primario, ante el estado de vacío del transformador.	Provisión de filtrado digital o analógico de 3ra. armónica o bien restricción adicional basada en la 3ra. armónica.
Diferencia de fases entre las corrientes de los distintos niveles de tensión, debido a los grupos de conexión del transformador.	Adaptación de fase por iguales medios que en la adaptación de módulos.
Variación de la relación de transformación, respecto de la nominal del transformador, debido al regulador bajo carga ( <i>RBC</i> ).	Desensibilización de la protección en un margen mayor o igual al rango total de variación de la relación de transformación. Esto resulta en un valor umbral ?Id ajustable, en la característica de

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 86 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

	accionamiento, a corriente de falla cero.
Desigualdad de las características de magnetización de los TI involucrados en la protección, ante cortocircuitos severos, externos al ámbito protegido.	Característica de accionamiento restringida por la corriente de falla ( <i>corriente atravesante</i> ), con una pendiente que exija mayor corriente diferencial de accionamiento a mayor corriente de falla: $I_{dif} = K \cdot I_a$ , con $K = tg \ ?$ , ajustable.
Transitorio de magnetización en la puesta bajo tensión del transformador ( <i>corriente de irrupción o "inrush"</i> ).	Provisión de una restricción adicional basada en la 2da. armónica.
Sobreexcitación debida a una sobretensión de operación, con incremento resultante de la corriente de excitación, " <i>vista</i> " sólo en el primario del transformador.	Provisión de una restricción adicional por 5ta. armónica.

#### 7.2.7.2 **Protección diferencial de tierra restringida.**

La insensibilidad ajustada en la protección diferencial total, para contemplar la variación de relación de transformador por RBC, implica indirectamente una porción de arrollamiento (*de igual orden porcentual*) no protegido en las proximidades del punto neutro, de los arrollamientos estrella con neutro a tierra. A los efectos de cubrir tal porción de arrollamiento ante fallas a tierra, se implementará la protección diferencial de tierra restringida.

Esta protección decidirá su actuación instantánea a través de la comparación de la suma fasorial de las corrientes de fase (*corriente residual de secuencia cero*) en los terminales del transformador, con la corriente medida en la puesta a tierra del neutro del transformador. La corriente diferencial de accionamiento es la suma fasorial de ambas corrientes, siendo nula para falla externa y máxima para falla interna. Se presenta entonces esta protección como de mayor sensibilidad que la diferencial total, para el caso de fallas a tierra.

A los efectos de insensibilizar a la protección contra diferencias en las características de magnetización de los TI involucrados, la protección tendrá un umbral de accionamiento ajustable y una pendiente de accionamiento restrictivo que impondrá un mayor valor de corriente diferencial de accionamiento a mayor corriente de falla (*corriente atravesante*):  $I_{dif} = K \cdot I_a$ , al igual que en la protección diferencial total. La corriente diferencial de accionamiento  $I_{dif}$  deberá así ser superior al valor que podría producirse para la falla externa más severa, y ser inferior a la mínima esperada en falla interna. El criterio de ajuste adoptado para el nivel del valor umbral (*a corriente de falla cero*) será el del mínimo ajuste. Por lo general, la pendiente de la característica restrictiva no es ajustable.

En los casos de transformadores de potencia con devanados en estrella, con punto neutro de conexión sólida a tierra, se implementará esta protección para cada uno de esos arrollamientos.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 87 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Resulta aconsejable instalar protecciones diferenciales de tierra restringida de alta impedancia, con arrollamientos de TI dedicados a la misma, a fin de evitar posibles operaciones incorrectas por corriente pasante y saturación de los transformadores de corriente.

### 7.2.7.3 **Protección de cuba.**

Tiene por objeto la detección de fallas a tierra dentro de la cuba del transformador.

Requiere la aislación asegurada de la cuba respecto de tierra y de sus accesorios (*motores de accionamiento del RBC y de los ventiladores*).

Se trata de una protección de sobrecorriente que mide corriente de un TI instalado en la única acometida de la cuba a tierra. Para el ajuste de la unidad de sobrecorriente, deberá tenerse en cuenta la corriente capacitiva de los devanados a tierra, requiriéndose un nivel por encima de este valor. Son valores normales de ajuste los comprendidos en el rango 70 - 100 A primarios.

Si bien esta protección es de una elevada dependabilidad, la experiencia de operación ha demostrado una reducida seguridad, por su propensión a producir actuaciones no selectivas en las siguientes situaciones:

- Cortocircuito externo, con aislación deficiente de la cuba respecto de tierra.
- Cortocircuito externo, con contaminación de los aisladores que soportan la bajada del neutro del arrollamiento, para su acometida a la malla de tierra.
- Deficiencias en la aislación de los accesorios, sumadas a una puesta a tierra de sus circuitos.

Los inconvenientes antes enunciados conducen a recomendar la anulación del disparo de la protección de cuba, en caso de disponerla el transformador, si existe protección diferencial en funcionamiento.

### 7.2.7.4 **Protección de sobretensión.**

Esta protección deberá instalarse en aquellas máquinas donde exista riesgo de que la protección por descargadores ó el control operativo de tensión del Sistema de Transmisión puedan conducir a sobretensiones permanentes o temporarias superiores a los valores máximos tolerados por la máquina.

Como unidad independiente, de supervisión de las tensiones de fase en el primario del transformador, podrá responder a diferentes necesidades:

- Contribuir a evitar la sobreexcitación del transformador, aunque no selectivamente.
- Responder a necesidades del sistema de potencia, a los efectos de comandar la inserción o desconexión de elementos de compensación.
- Responder a limitaciones del equipamiento de la red, provocando desconexión de líneas o transformadores.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 88 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

El espectro de protecciones de TRANSENER cubre los tres criterios, prefiriéndose en algunos casos la protección de sobretensión en líneas y en otros la protección en transformadores, dependiendo del emplazamiento de las instalaciones.

Estará compuesta por tres unidades monofásicas con retardo a tiempo definido. Deberá disponer de al menos 2 etapas de ajustes independientes.

Tendrá una relación de recaída cercana a la unidad ( $U_{desexc}/U_{exc}$  entre 0,9 y 1).

#### **7.2.7.5 Protección de frecuencia.**

Como protección instalada en transformadores, puede estar dispuesta como subfrecuencia o como sobrefrecuencia.

En la primer situación responde, aunque no selectivamente, a evitar la sobreexcitación del transformador.

El segundo caso puede ser necesario, ante particularidades de la red que puedan requerir evitar la operación en sobrefrecuencia, para que una contingencia superpuesta no provoque ferresonancia.

Otra aplicación puede justificarse en transformadores que vinculan áreas de generación, a los efectos de separarlas en condiciones de sub o sobrefrecuencia.

En general debe tratar de restringirse su utilización en transformadores, limitando su aplicación sólo a los casos de estricta necesidad, a los efectos de evitar la sobreprotección del transformador, con afectación de la seguridad.

#### **7.2.7.6 Protección de sobrecorriente primaria de fase y tierra direccional.**

Esta protección efectuará la medición de las corrientes que circulan por el primario del transformador (*autotransformador*) y su tramo de acometida.

Será del tipo trifásico (*o 3 monofásicos*), direccional, con etapas con retardo a tiempo definido.

Será instalada midiendo la corriente primaria del transformador y deberá cumplir la función de separar los aportes del transformador a cortocircuitos en las redes primaria y secundaria, procurando no avanzar demasiado sobre esta última para evitar descoordinación con las zonas de respaldo de las protecciones distanciométricas.

Esta protección cumplirá un doble propósito: servirá de respaldo contra fallas fase-fase y fase-tierra en el transformador y como respaldo para fallas fase-fase y fase-tierra en las barras de 500 kV. Para ello contará con etapas direccionales independientes.

Como mínimo se necesitarán dos etapas mirando hacia el transformador y una etapa mirando hacia la barra.

#### **7.2.7.7 Protección distanciométrica.**

Se instalará midiendo tensiones y corrientes en la acometida secundaria del transformador y con zonas de protección orientadas hacia la red secundaria.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 89 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Servirá de protección de barras en el nivel secundario de tensión, con un primer nivel de tiempo de disparo con disparo sobre acoplamiento de barras, de persistir la excitación una vez cumplida esa primera etapa, opera, en un segundo nivel de tiempo, el disparo sobre el interruptor de transformador.

Otra posibilidad ofrecida por esta protección, será la protección del transformador, con una o más zonas orientadas hacia éste, como respaldo de las protecciones diferenciales (*total y de tierra restringida*).

Brindará, con otras zonas, respaldo ante las posibles fallas de las protecciones de línea o de los interruptores de las salidas de barras de la red secundaria.

La primer medición o "*arranque*" está basada en la medición de la impedancia del tramo a proteger, no aceptándose arranques únicamente por sobrecorriente.

Deberá posibilitar la coordinación con las protecciones de los otros niveles de tensión del TR ó ATR.

Deberá garantizar el disparo de los interruptores ante un "*cierre sobre falla*".

En caso de faltar las tensiones de medición (*llave termomagnética abierta, fusibles quemados, etc.*) todas las mediciones que necesiten de estos datos deberán ser bloqueadas. Sin embargo, la protección deberá mantener un respaldo por detección de sobrecorriente máxima, la cual, de excitarse, provocará el disparo de los interruptores.

La protección deberá ser direccional y la sensibilidad direccional ilimitada para cualquier tipo de falla, utilizando para ello tensiones de fases sanas existentes o memorizadas. La protección asegurará la "dirección adelante" para el caso de no contar con las tres tensiones de medición, con el objeto de garantizar el disparo.

Como mínimo, la protección tendrá dos zonas direccionadas hacia adelante (*mirando a la barra*) y otra hacia atrás (*mirando hacia el transformador*). Los disparos por medición hacia adelante de ambas zonas y el disparo por medición hacia atrás serán independientes.

#### **7.2.7.8 Protección de sobrecorriente secundaria de fase y tierra direccional.**

Se instalará midiendo las corrientes secundarias de fase y residual, con el complemento direccional, sólo cuando no sea posible instalar la protección distanciométrica citada en el punto anterior.

En tal caso, oficiará de protección de la acometida del transformador a barras secundarias, así como de respaldo de las líneas que salen de barras en la red secundaria, a los efectos de eliminar el aporte del transformador ante cortocircuitos no despejados por las protecciones de líneas.

El ajuste se efectuará a partir del resultado de los estudios de cortocircuito, procurando cuidar los alcances en corriente y los tiempos de accionamiento, en coordinación con las protecciones distanciométricas y sus respaldos locales.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 90 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.8 PROTECCIONES DE REACTORES DE COMPENSACION.**

### **8.1 GENERALIDADES.**

Las reactancias inductivas de compensación (*reactores*), se instalan en líneas y en barras de 500 kV y están conformadas, en general, por tres unidades monofásicas. En tal ejecución no son factibles las fallas internas entre fases, limitándose las mismas a las fallas a tierra y fallas entre espiras.

Si bien existen reactancias de compensación instaladas en el nivel de media tensión de ciertos transformadores, con protecciones de sobrecorriente y/o diferenciales y con disparos sobre interruptores de media tensión de los transformadores o sobre sus propios interruptores, de disponerlos, en este capítulo sólo se hace referencia a las protecciones de los reactores en 500 kV.

A diferencia de los reactores de barras, en los reactores de líneas se incorpora generalmente un reactor supresor, instalado en el circuito comprendido entre el centro de estrella de los reactores de fase y la acometida del neutro a la malla de tierra de la estación. Este equipo complementario tiene por función contribuir a la extinción del arco durante el tiempo muerto de recierre monofásico.

### **8.2 PROTECCIÓN DE REACTORES DE LÍNEAS.**

#### **8.2.1 Protección de reactores de fase.**

##### **8.2.1.1 Integración.**

La protección de reactores estará organizada como un esquema redundante paralelo. Cada sistema estará integrado por las siguientes protecciones:

- Protección diferencial por fase, midiendo entre lado AT y lado neutro de cada unidad monofásica.
- Protección de sobrecorriente de fase, con etapa instantánea y temporizada ó protección de impedancia.
- Protección diferencial de la acometida, en el caso de reactores en barra.

Además existirán las protecciones intrínsecas (*Buchholz e Imagen Térmica*), las que normalmente no se encuentran duplicadas, aunque sí lo deben estar sus circuitos de disparos.

##### **8.2.1.2 Disparos.**

En el caso de reactores con interruptor propio, el disparo se enviará a dicho interruptor, el cual debe poseer PFI.

En el caso de reactores sin interruptor, los disparos se enviarán a los interruptores asociados y al otro extremo de la línea mediante la TDD del panel de protecciones de línea.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 91 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

El disparo por protecciones intrínsecas deberá conducirse por ambos sistemas.

## 8.2.2 Protección de reactores de neutro.

### 8.2.2.1 Integración.

Se implementará un esquema redundante paralelo. Cada sistema estará integrado por:

- Protección de cuba.
- Protección de sobrecorriente de neutro, temporizada.

Las protecciones intrínsecas (*Buchholz*), con disparo habilitado, deberán conducir dicho disparo por ambos sistemas.

### 8.2.2.2 Disparos.

Ídem reactores de fase.

## 8.3 PROTECCIÓN DE REACTORES DE BARRAS.

El equipamiento de protecciones será coincidente con el de los reactores de fase conectados a líneas de 500 kV.

Se incorporará como protección adicional, la protección diferencial de la acometida, de actuación instantánea y con máxima sensibilidad de ajuste (*mínima corriente diferencial de accionamiento*). Será de funcionamiento similar a la protección diferencial total. El dominio de acción, o ámbito protegido, será el semivano (*en configuración de 1 ½ interruptor*) y la acometida del reactor, entre los puntos de emplazamiento de los TI.

## 8.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE REACTOR.

### 8.4.1 Características.

Estará compuesta por unidades monofásicas que medirán las corrientes del lado alta y baja tensión de cada reactor monofásico mediante TI ubicados en los bushings y tendrá por objeto despejar en el menor tiempo la avería interna de un reactor de fase.

La detección de una diferencia mayor que la correspondiente a la curva de ajuste producirá el disparo instantáneo sobre el interruptor del reactor (*banco desconectable*) ó sobre los interruptores de la línea, si el reactor no posee interruptor propio (*banco no desconectable*).

Deberá ser sensible a corrientes diferenciales muy pequeñas y operar en tiempos muy cortos para minimizar los deterioros en la máquina.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 92 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Deberá garantizar estabilidad ante las corrientes de conexión del reactor ("*inrush currents*") y será insensible a los efectos de la sobreexcitación debida a una sobretensión de operación.

No se requerirá restricción por tercera armónica.

#### **8.4.2 Ajuste.**

Al no poseer limitaciones a la sensibilidad en el ajuste, se ajustará al valor máximo, cuidando de guardar un margen de insensibilidad suficiente para evitar los errores de los transformadores de medida y del propio relé de protección.

El ajuste en tiempo de disparo será instantáneo.

### **8.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE.**

#### **8.5.1 Características.**

La protección medirá la corriente que circula por cada reactor de fase.

Será del tipo trifásico (*o 3 monofásicos*) y estará compuesta por tres detectores de sobrecorriente y un temporizador (*ajuste de la corriente fase por fase y del tiempo de accionamiento*).

Poseerá una etapa instantánea y una temporizada, con retardo a tiempo definido.

Servirá de respaldo para la protección diferencial.

#### **8.5.2 Ajuste.**

La etapa instantánea se ajustará tratando de cubrir la mayor porción posible del arrollamiento, sin comprometer la disponibilidad por actuación instantánea ante la condición más severa de falla externa (*falla en bornes del reactor*). Deberá evitarse la actuación ante una energización del reactor.

La etapa temporizada se ajustará en corriente a un valor cercano al 150 % de la corriente nominal del reactor, con un tiempo de accionamiento por debajo de su capacidad térmica, para ese valor de corriente.

Para la fijación de los umbrales de corriente de actuación deberá tenerse en cuenta que las sobretensiones se expresan como sobrecorriente en el reactor.

### **8.6 PROTECCIÓN DE CUBA.**

#### **8.6.1 Características.**

La protección efectuará la medición de la corriente que circula entre la cuba del reactor y tierra.

Proveerá actuación instantánea ante contactos a cuba de una parte eléctricamente activa del reactor.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 93 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

Será monofásica, con un detector de sobrecorriente instantáneo (*con ajuste de la corriente*).

No deberá instalarse en los reactores de fase si existe protección diferencial.

Se la instalará como protección del reactor de neutro o supresor de arco.

### **8.6.2 Ajuste.**

El ajuste del valor de corriente se fijará entre 50 y 80 A. El ajuste del tiempo será instantáneo.

## **8.7 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO.**

### **8.7.1 Características.**

Efectuará la medición de la corriente homopolar o de neutro del reactor.

Será del tipo monofásico con retardo a tiempo definido y estará compuesta por un detector de sobrecorriente temporizado (*ajuste de la corriente y del tiempo*).

Servirá para detectar sobrecargas en el reactor de neutro, para lo cual poseerá actuación retardada de acuerdo con los tiempos de sobrecarga admisible por el reactor en función de la corriente.

Es conveniente la utilización de una protección de tiempo inverso.

Puede actuar ante asimetrías mantenidas en la red o ante cortocircuitos no despejados por otras protecciones, en el propio reactor o en la red externa al mismo.

### **8.7.2 Ajuste.**

Dado que la presencia de una corriente residual mantenida, circulando por el reactor supresor, puede comprometer térmicamente su integridad, el ajuste en corriente y tiempo debe estar por debajo de su capacidad térmica. Por ello, se ajustarán los valores de corriente y tiempo de acuerdo con la curva  $I^2t$  del reactor.

## **8.8 PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR.**

La PFI será arrancada por el disparo de las protecciones de los reactores de línea, ante la falta de apertura del interruptor propio y disparará sobre los interruptores de la línea a la cual está conectado, locales y remotos, estos últimos por TDD.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 94 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.9 PROTECCIONES DE BARRAS.**

### **9.1 GENERALIDADES.**

Los cortocircuitos en barras son caracterizados por un importante grado de severidad, en oportunidades con manifestaciones explosivas, siendo producidos por lo general por la avería de algún equipo de AT conectado o vinculado a las barras. Estos cortocircuitos pueden comprometer al equipamiento de AT circundante, siendo además una situación de riesgo para el personal eventualmente próximo al lugar de ocurrencia.

Desde otro enfoque, al resultar el cortocircuito en barras medido en una zona de respaldo por todas las protecciones de los extremos remotos de las líneas que concurren a la estación con la barra en falla, de no resultar despejado en tiempo mínimo, podría provocar la aislación total de la estación, con un consiguiente alto grado de indisponibilidad forzada.

La gravedad de la afectación por indisponibilidad de la barra disminuye en configuraciones operativas completas, bajo el esquema de doble interruptor o de 1 ½ interruptor, como ocurre en 500 kV.

La protección de barras deberá despejar sólo la barra afectada por el cortocircuito, preservando la continuidad del servicio de las restantes.

#### **9.1.1 Definición de una protección de barras.**

##### **9.1.1.1 Datos necesarios para su definición.**

- Nivel de tensión.
- Potencia de cortocircuito en barras (*monofásica y trifásica*).
- Tiempo máximo de eliminación de falla (*TEF*) compatible con la estabilidad del sistema.
- Características de los TI a utilizar:
  - Relación.
  - Error de medida.
  - Factor de sobreintensidad.
  - Comportamiento transitorio ante fallas de elevada corriente (*posibilidad de saturación*).
- Corriente máxima de carga prevista.
- Esquema unifilar (*tipo de barra, número de conexiones, etc.*).
- Existencia de respaldo para fallas en barra (*entre fases y fase-tierra*) en las acometidas a la misma.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 95 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## 9.1.2 Implementación de una protección de barras.

### 9.1.2.1 Principio de funcionamiento.

La medición se efectuará por el principio del saldo de corrientes en barra (*Kirchoff*), entre las corrientes de ingreso y egreso a la barra.

Deberá eliminarse sólo el tramo de barras afectado, permitiendo la continuidad del servicio de las barras restantes de la estación.

Tendrá elevada dependabilidad y seguridad, no debiendo producir actuaciones para fallas externas a las barras, bajo ningún concepto, dado que la desconexión de una barra constituye una importante afectación en una estación.

Se evitará la porción de la onda afectada por la saturación de los TI o se garantizará por algún método adecuado el buen funcionamiento ante tal condición.

Poseerá insensibilidad a las corrientes diferenciales producidas en condiciones normales, o ante fallas externas, por lo general derivadas de la diferencia en las características de magnetización de los TI o de la saturación de alguno de ellos.

Esta situación se resolverá mediante la utilización de la protección basada en el principio de medición de corriente diferencial, con característica de accionamiento estabilizada (*accionamiento por suma geométrica de corrientes en barras, restricción por suma aritmética*) ó por la adopción de protecciones de alta impedancia.

Podrá requerir de la imagen de la configuración de barras, por contactos auxiliares de seccionadores, en los casos de la vinculación de equipos primarios a barras sólo a través de seccionadores. Tal imagen no será necesaria en los casos en que las líneas y transformadores se vinculan a barras a través de doble interruptor o de 1 y 1/2 interruptor.

Se recomienda implementar una concordancia de dos mediciones independientes, con el fin de efectuar el disparo en forma segura.

Poseerá autosupervisión completa, incluyendo:

- ❑ Circuitos secundarios de corriente: detección de aperturas, cortocircuitos y errores de conexión.

Ante una anomalía en los mismos que provoque una situación de corriente diferencial, este valor debe permanecer por debajo del nivel de arranque de la protección de barras, en tanto que un nivel de ajuste inferior debe ser superado, para las funciones de alarma y eventual bloqueo de la función de disparo de la protección de barras.

- ❑ Fuente: detección de falla y de falta de tensión de alimentación.
- ❑ Circuitos internos: detección de fallas o módulos faltantes.
- ❑ Relés de disparo: disparo mediante dos criterios independientes con detección de falla en los circuitos y relés de salida.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 96 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

En todos estos casos más los que hubiera criterios adicionales a los expuestos, la protección se deberá bloquear y emitirá una señal de alarma externa (*local y a distancia*).

El tiempo de disparo deberá ser mínimo, menor a 40 ms, aceptándose tiempos totales de desconexión (*protecciones + interruptor asociado*) no mayores a los 80 ms.

### 9.1.2.2 Criterios de equipamiento.

La protección se equipará en un esquema redundante paralelo.

Podrá ser de tipo concentrada (*con una unidad central*) o distribuida (*unidades remotas y unidad central*). El esquema de protección distribuida se preferirá en estaciones con kioscos.

Cuando se adopte una protección de barras distribuida, se tomarán los recaudos para que exista un único comando para pasar a la condición “*en prueba*” a la totalidad de la protección.

Se conectarán a los transformadores de corriente de las acometidas. Es deseable que la única carga sobre el núcleo a utilizar sea la correspondiente a la protección de barras y a su conexionado, no aceptándose compartir núcleos con otras protecciones.

Por lo general, no será necesario contar con registro oscilográfico en esta protección. Se aceptará, en casos de protecciones distribuidas, que las unidades remotas contengan funciones de protección como sobrecorriente y/o PFI.

En los casos en que se conecten transformadores o generadores a barras mediante seccionadores y haya un TI común se adoptará un condicionamiento adicional a la actuación de cualquiera de las protecciones de barras mediante una “*overall protection*”, que supervisará el saldo de corrientes en la totalidad de la estación. De tal modo, el disparo de la protección de cualquiera de las barras, no sólo requerirá la decisión del disparo, sino también la autorización de la “*overall protection*”.

En 132 kV (ó 220 kV) donde las acometidas están vinculadas a una sola barra, podrá utilizarse el criterio de aislar las fallas en barra cortando los aportes de las líneas mediante las zonas independientes hacia atrás de las protecciones distanciométricas ubicadas en las salidas de línea de la estación propia y los aportes desde los transformadores mediante protecciones de distancia ubicadas en las acometidas mirando hacia la barra. Para optimizar el funcionamiento de este esquema, se requerirá una lógica que combine estas informaciones, en particular, cuando existan dobles o triples barras con acoplamiento o transferencia.

### 9.1.2.3 Actuaciones y disparos.

La protección emitirá un disparo trifásico a todos los interruptores de la barra.

Los disparos deberán darse a los interruptores involucrados a través del S1 y el S2 a las bobinas independientes mediante relés de disparo supervisados y con autorretención en caso de actuación (*e indicación local y remota*).

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 97 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

Para el caso de no contar con los contactos de disparo suficientes se admitirá la multiplicación de los mismos en los paneles de protecciones de las líneas o transformadores conectados a la barra mediante relés ultrarrápidos que ejecuten además las funciones complementarias al disparo a que hubiera lugar.

Las señales de disparo se deberán emitir con la tensión auxiliar de las protecciones de barras, recomendándose el uso, como mínimo, de dos contactos (*uno para el positivo y otro para el negativo*). La multiplicación de contactos normalmente no será supervisada, pero tampoco esta condición es indispensable porque está duplicada.

Se emitirá TDD, en los casos de salidas de línea cuyo campo adyacente se encuentre abierto.

Se habilitarán las PFI de todos los interruptores de la barra y se bloqueará el recierre de los interruptores de línea.

Se emitirá interdisparo a los distintos niveles de tensión de un transformador conectado a barras mediante seccionadores o cuyo campo adyacente se encontrase abierto.

Se dará indicación de alarma local y a distancia (*RCE, CL y EQT*).

### **9.1.3 Criterios de ajuste.**

#### **9.1.3.1 Protección diferencial estabilizada de baja impedancia.**

De los estudios de cortocircuitos en barras, se determinará el mínimo (*minimórum*) aporte para fallas en barras, luego de analizar diferentes configuraciones operativas y diferentes tipos de fallas, el que permitirá ajustar el nivel de arranque por corriente diferencial, por debajo de ese mínimo aporte al menos en un 20% (*error admisible*).

El ajuste del factor de estabilización dependerá de las características de los TI involucrados y de los niveles de corriente de cortocircuito alcanzados. Por lo general se adoptará como valor de ajuste el de una pendiente  $K = \tan \phi = 0.5$ , que resulta suficiente.

El nivel de corriente diferencial de supervisión se ajustará por sobre el valor de la corriente diferencial habitual, debida a las diferentes características de magnetización de los TI asociados a la protección de barras. Por lo general, el mínimo ajuste posible de corriente de supervisión considerará esta situación, por lo que se recomienda la adopción de ese mínimo valor.

El tiempo en el que, luego de la detección de la condición de supervisión, se manifiesta la función de bloqueo de la acción de disparo de la protección, será también ajustable, eligiéndose por lo general del orden de los 2 segundos.

#### **9.1.3.2 Protección de alta impedancia.**

Los ajustes en tensión sobre el resistor de entrada, correspondientes a los niveles de accionamiento y de supervisión son absolutamente dependientes de las

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 98 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

características de los TI y de los valores de aportes al cortocircuito en barras alcanzados.

 <b>Transener S.A.</b> Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título: GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 99 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión: VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

## CAP.10 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES SERIE.

### 10.1 COMPOSICIÓN DE UN BANCO DE CAPACITORES.

Un banco de capacitores es un sistema conformado por:

- ❑ Unidades capacitoras.
- ❑ Sistema amortiguador, necesario cuando se requiere puentear las unidades capacitoras.
- ❑ Interruptor “*by-pass*” y chispero (*eventual*), utilizados a los fines de puentear las unidades capacitoras.
- ❑ Transformadores de medición de corriente (*T*) y conversores electro-ópticos, como elementos de vinculación a las protecciones del banco de capacitores.

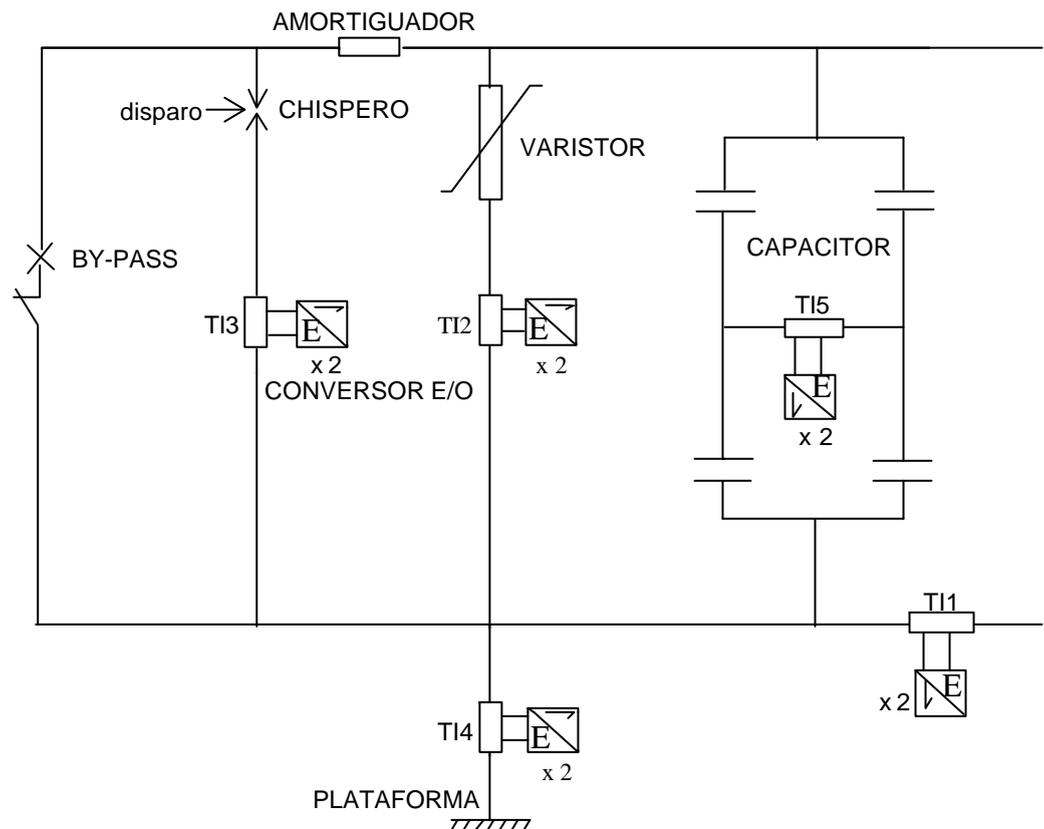


Fig.10.1 – Composición de un banco de capacitores.

Referencias:

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 100 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- T11 Para función de sobrecarga térmica de unidades capacitoras, subsincrónica, sobrecarga térmica del varistor, conducción permanente del varistor, desbalance e inhibición de la supervisión del circuito de disparo del chispero.
- T12 Para función de sobrecarga térmica del varistor y conducción permanente del varistor.
- T13 Para función operación de chispero.
- T14 Para función de descarga a plataforma.
- T15 Para función de desbalance.

## 10.2 PERTURBACIONES EN UN BANCO DE CAPACITORES.

Se describen a continuación las perturbaciones típicas en un banco de capacitores, las cuales es necesario considerar en el equipamiento de protecciones:

1. Sobrecarga de las unidades capacitoras.
2. Desbalance de las unidades capacitoras: generado por la pérdida de un elemento del capacitor.
3. Descarga a plataforma: contacto de alguna parte activa a la plataforma la cual está aislada al BIL del sistema donde se encuentra instalado.

El banco de capacitores está sujeto a la aparición de cortocircuitos típicos (*monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos*). Para brindar protección ante tales fallas se dispondrá de un doble sistema de protección diferencial.

4. Sobrecarga de varistor: generada ante fallas externas al banco de capacitores por la intervención del varistor limitando las sobretensiones en las unidades capacitoras, generadas por la caída de tensión en la reactancia capacitiva provocada por la corriente de cortocircuito. Las sobrecargas que puedan originarse en el varistor se evalúan a través del análisis de la temperatura, alta corriente y alta energía.
5. Conducción permanente del varistor: puede originarse, durante una operación normal, por una falla en el varistor.
6. Subsincrónica: la operación de elementos reactivos puede generar oscilaciones subsincrónicas no deseables.

Para cada una de las perturbaciones citadas anteriormente estará dedicada una protección, cuya operación implicará el accionamiento del interruptor "by-pass".

En el caso de sobrecarga del varistor corresponderá adicionar el disparo forzado del chispero, en caso de existir el mismo.

La operación de las protecciones de sobrecarga de capacitores, sobrecarga del varistor y subsincrónicas requerirán la posibilidad de reinserción programada del banco luego de la apertura del interruptor by-pass. En cambio, las protecciones que

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 101 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

deben aislar la perturbación por desbalance, descarga a plataforma y conducción permanente del varistor generarán el puenteo permanente de las unidades capacitadas, con bloqueo a la apertura del interruptor by-pass.

Asociado a este sistema de protecciones puede citarse el sistema de supervisión del circuito de disparo del chispero, la protección para la operación prolongada del chispero y la supervisión de corriente de línea para bloquear la reinserción programada, cuando la corriente de línea supera un determinado nivel.

La falla en alguno de las funciones de protección citadas (*excepto la protección diferencial conformada fuera de este sistema*), como de los componentes ópticos generará, luego de una temporización, el cierre del interruptor by-pass y el bloqueo definitivo de su apertura.

En el caso particular de un banco de capacitores en línea, la operación de la protección de línea generará una orden de cierre del interruptor by-pass, al iniciar un recierre. Una vez producido el recierre de la protección de línea se iniciará la reinserción del banco, luego de un tiempo determinado. Si iniciada la operación del recierre monofásico, el interruptor de línea no ha cerrado luego de un tiempo prefijado, se inhabilitará el sistema de reinserción y el interruptor by-pass deberá operarse por acción de un comando manual (*no automática*).

### 10.3 EQUIPAMIENTO DE PROTECCIONES.

El equipamiento de protecciones, así como los enlaces ópticos requeridos, deberán ser duplicados conformando una redundancia paralelo, con las particularidades de los circuitos de accionamiento y de alimentación de tensión auxiliar de CC, explicadas para la redundancia de protecciones de líneas de transmisión.

Se describen a continuación los requerimientos típicos para un equipamiento de protecciones de un banco de capacitores serie ubicado en una línea de transmisión.

#### 10.3.1.1 Protección de sobrecarga.

Cuando la corriente exceda un valor predeterminado (*p.ej.: 1,1 In*) se activará la protección de sobrecarga (*normalmente sobrecorriente de tiempo inverso*) y se generará un pulso de cierre al interruptor by-pass. (*si la sobrecarga persiste esta señal se mantendrá continuamente*).

Luego de un bloqueo temporal (*del orden de los 15 minutos*), se iniciará la reinserción del banco emitiéndose un pulso de apertura al interruptor by-pass.

Las protecciones de sobrecarga poseerán un contador de reinserciones, de manera tal que si se excede un número de reinserciones en un tiempo prefijado, se bloquearán las posibilidades de reinserción del banco requiriéndose proceder a la apertura del interruptor by-pass sólo por acción de una orden manual.

#### 10.3.1.2 Protección de desbalance.

Poseerá tres niveles con sus correspondientes temporizaciones: alarma, nivel de bajo desbalance y nivel de alto desbalance.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 102 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

El nivel de alarma se ajustará a un valor reducido de desbalance y a una determinada temporización, del orden de algunos segundos. Esta alarma se repondrá manualmente.

El nivel de bajo desbalance, mayor que el de alarma, al resultar superado durante el tiempo prefijado, emitirá una orden de cierre al interruptor by-pass y una orden de bloqueo de reinserción del banco.

El nivel de alto desbalance, de mayor orden que los dos anteriores, al resultar superado durante el tiempo ajustado, emitirá una orden de cierre al interruptor by-pass y una orden de bloqueo de reinserción del banco.

Los valores de ajuste de los niveles de desbalance tienen relación con el crecimiento de la tensión en los capacitores restantes de la unidad afectada. Por ejemplo el nivel de alarma puede corresponder a un 5% por sobre la tensión nominal, el de bajo desbalance a un 10 % por sobre la tensión nominal y el de alto desbalance a un 20 % por sobre la tensión nominal.

#### **10.3.1.3   Protección de falla interruptor.**

Si el interruptor by-pass no cierra, después de un tiempo ajustado, contado a partir de la emisión de una orden por parte del sistema de protecciones, se ordenará la apertura trifásica definitiva del interruptor de línea.

#### **10.3.1.4   Protección del chispero.**

Esta protección es una unidad de máxima corriente de tiempo definido, la cual, después de una operación mantenida del chispero durante un tiempo prefijado, producirá el cierre y bloqueo a la apertura del interruptor by-pass

#### **10.3.1.5   Protección de descarga a plataforma.**

Una falla de esta naturaleza generará el cierre trifásico del interruptor by-pass y su bloqueo definitivo a la apertura. Estará compuesta por un unidad de máxima corriente a tiempo definido. Superado un nivel de ajuste durante un tiempo prefijado se producirá el cierre y bloqueo del interruptor by-pass.

#### **10.3.1.6   Recierre.**

La operación de recierre de la protección de línea, ante una falla monofásica, generará una orden de cierre unipolar del interruptor by-pass, de la unidad de capacitor de la fase en falla, con una corta temporización, como tiempo de seguridad. Luego de ordenado el recierre por la protección de línea, se iniciará la reinserción del banco, luego de un tiempo predeterminado por ajuste.

Si el interruptor de línea no está cerrado, luego de un tiempo predeterminado a partir del tiempo muerto de recierre ajustado, se inhibirá el sistema de reinserción y el interruptor by-pass dejará de operar automáticamente, debiendo recurrirse al comando por orden manual.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 103 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

### 10.3.1.7 Protecciones de sobrecarga de varistor.

- Protección de alta temperatura:

Utilizará un modelo térmico para el cálculo de la energía absorbida y la temperatura absoluta en los bloques del varistor. El modelo contará con las informaciones de la corriente de entrada y la temperatura ambiente.

Los resultados del modelo térmico brindarán una imagen de la temperatura del varistor, la cual se comparará con dos niveles de ajuste:

- Nivel de bloqueo de reinserción por temperatura del varistor.
  - Nivel de disparo del chispero y de cierre del interruptor by-pass.
- Protección contra alta corriente:

Normalmente se tendrán los siguientes niveles de actuación:

  - Nivel de alarma.
  - Nivel de disparo por alta corriente del varistor: se emitirá un disparo al chispero y órdenes de cierre y bloqueo temporario al interruptor by-pass.
  - Nivel de disparo por alta corriente de línea: generarán la condición de alarma y by-pass del varistor, habilitando la reinserción del banco. La medición de la corriente de línea permite predecir la corriente en el varistor.

- Protección contra alta energía:

Generalmente comprenderá dos niveles:

- Protección contra energía de corta duración: con un primer nivel se emitirá una orden de disparo al chispero y de cierre al interruptor by-pass. Si se supera un nivel máximo se bloqueará la reinserción del banco.
  - Protección de energía pronosticada: la inyección de energía de corta duración en el varistor puede ser pronosticada: Si se supera un valor ajustado se generará una alarma y una orden de by-pass al varistor.

- Reinserción automática de capacitores:

Si después de un tiempo del orden de 120 ms la energía y la temperatura del varistor caen por debajo del nivel de bloqueo se iniciará la apertura del interruptor by-pass (*el interruptor de línea debe estar cerrado*).

Cuando el interruptor by-pass actúa por alta temperatura se iniciará una reinserción cuando la temperatura caiga por debajo del nivel de bloqueo.

Si el interruptor de línea no cierra cuando se inicia la reinserción, el automatismo se inhibirá luego de un tiempo corto (*p.ej.: 100 ms*) y el interruptor by-pass deberá ser abierto por acción de comando manual (*no automática*).

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 104 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

- Protección de conducción permanente del varistor:

Esta unidad supervisará la corriente a través del varistor. Una falla en una unidad produce corrientes altas durante la operación normal. La protección calculará la relación entre la corriente del varistor y la corriente de línea. Si la relación es mayor que un valor ajustado durante un tiempo ajustado se enviará una orden de cierre del interruptor by-pass.

#### **10.3.1.8 Supervisión del circuito de disparo del chispero.**

El circuito de disparo estará supervisado por una unidad que detectará la tensión sobre la llave de tiristores que dispara el chispero. Cuando la corriente por la línea caiga por debajo de un nivel prefijado, no siendo requerido el disparo del chispero, la salida de los receptores ópticos para la supervisión del circuito de disparo será bloqueada después de una determinada temporización. Esto tenderá a evitar oscilaciones de los relés de supervisión de circuito de disparo cuando la corriente sea más baja que el límite inferior de la capacidad de transmisión del optotransmisor correspondiente.

#### **10.3.1.9 Protección ante oscilaciones subsincrónicas.**

Esta protección medirá en dos fases, con una banda de detección (*p.ej.: entre 5 y 30 Hz*) y con un nivel de accionamiento (*p.ej: del orden del 5 al 10%*).

Cuando la corriente subsincrónica exceda un ajuste prefijado, luego de una temporización de algunos segundos, se emitirá una orden de cierre al interruptor by-pass, con bloqueo temporario.

Cuando la corriente de línea exceda otro nivel (*superior al anterior*) se bloqueará la posibilidad de cierre del interruptor by-pass, debido a esta función.

Desaparecida la oscilación subsincrónica, después de un tiempo dado (*p.ej.: 10 seg*) en tal condición, se liberará el bloqueo temporario y se iniciará el periodo de reinserción del banco a través de la apertura del interruptor by-pass, registrando el contador la maniobra de reinserción. De igual manera que al hacer referencia a la protección de sobrecarga, existirá un limitador de reinserciones.

Si la corriente subsincrónica continúa presente aún con el by-pass cerrado, se mantendrá el bloqueo temporario hasta tanto la misma halla desaparecido.

#### **10.3.1.10 Supervisión de corriente de línea.**

Con el objeto de evitar una inyección de energía en los varistores ó una sobrecarga en los capacitores es que, en las protecciones que poseen reinserción automática, se bloqueará esa posibilidad cuando la corriente por línea supere un cierto valor y una temporización ajustadas.

#### **10.3.1.11 Protección diferencial.**

Evaluará la suma algebraica de la corriente entrante y saliente del banco de capacitores. Su acción será la de aislar el banco del sistema en caso de detectarse una falla en el mismo.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 105 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		

### 10.3.1.12 **Protección contra fallas en los programas de protección.**

La falla de los programas de protección como de los componentes ópticos de manifestarse en ambos sistemas generará, luego de una temporización, el cierre del interruptor by-pass y el bloqueo definitivo de su apertura.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 106 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.11 PROTECCIÓN DE COMPENSADORES SINCRÓNICOS.**

### **11.1 GENERALIDADES.**

TRANSENER dispone de compensadores sincrónicos para la compensación de la potencia reactiva en la E.T. EZEIZA. A los efectos de orientar la especificación de protecciones para ampliaciones o instalaciones similares se indican a continuación los requerimientos de protecciones para este tipo de instalaciones.

### **11.2 REQUERIMIENTOS DE PROTECCIONES E IMPLEMENTACIÓN.**

#### **11.2.1 Protección diferencial del compensador sincrónico.**

La protección diferencial zonal del compensador sincrónico involucrará además al autotransformador de arranque, con medición de corriente en cada fase, del lado del centro de estrella y antes del cierre del mismo, de los arrollamientos del compensador sincrónico y del transformador de arranque. Se producirá así la desconexión instantánea para cualquier falla dentro del dominio protegido: compensador sincrónico - transformador de arranque - vínculo entre ambos. Esta protección, junto a la de falla estatórica (*puesta a tierra estatórica*), poseerá el mayor grado de importancia en la protección de la máquina.

#### **11.2.2 Respaldo por sobrecorriente de la protección diferencial.**

Este respaldo estará brindado, durante el arranque, por la protección de sobrecorriente del transformador de arranque y durante la marcha sincrónica, por la de sobrecorriente del propio compensador sincrónico.

#### **11.2.3 Otras protecciones de la máquina.**

Se indican a continuación las funciones que completan el esquema de protecciones del compensador sincrónico:

- Protección de falla estatórica.
- Protección contra vibraciones mecánicas.
- Protección de subfrecuencia.
- Protección de sobrefrecuencia.
- Protección de contacto de fase a tierra.
- Buchholz autotransformador de arranque.
- Protección contra conexión prolongada del autotransformador de arranque.
- Buchholz transformador de servicios auxiliares.
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso del autotransformador de arranque.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 107 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA	

- ❑ Protección contra conexiones prolongadas del autotransformador de arranque: estará constituida por una temporización ajustable entre 20 y 120 seg, que se activará al cerrar el interruptor del autotransformador, iniciando la secuencia de arranque del compensador sincrónico. Alcanzado el tiempo ajustado se producirá el disparo del mismo interruptor que desencadenó la medición de tiempo, abortando el proceso de arranque.
- ❑ Protección de sobrecarga del compensador sincrónico: medirá corriente en al menos dos fases de su acometida en baja tensión.
- ❑ Protección de sobretensión residual: detectará contactos a tierra en el circuito de baja tensión del compensador sincrónico. Estará alimentada a través de un transformador de medición de tensión en conexión estrella/triángulo abierto. Si bien esta protección actuará como principal durante el proceso de sincronización, en operación normal se comportará como reserva de la protección de sobrecorriente de tierra, conectada a un TI dispuesto en el neutro a tierra del primario del transformador de servicios auxiliares (*primario en conexión zigzag, con neutro a tierra*).
- ❑ Protección contra vibraciones mecánicas del compensador sincrónico: estará orientada a proteger al compensador sincrónico de daños adicionales, en el caso en que en éste se desarrolle una falla eléctrica o mecánica en el rotor. El detector se encontrará dispuesto montado en el lado opuesto al cojinete de la excitatriz, el cual opera una unidad de supervisión. Los disparos por vibración se inhibirán a partir de la mencionada unidad, durante el arranque del compensador sincrónico.
- ❑ Protección de baja tensión de excitación.
- ❑ Protección contra fallas en el circuito de hidrógeno.
- ❑ Protección contra falta de lubricación.
- ❑ Protección contra falla en el flujo de agua refrigerante.
- ❑ Protección del convertidor de tiristores.

### 11.3      **ACTUACIONES Y DISPAROS.**

Toda falla en el circuito del compensador sincrónico disparará los interruptores de arranque, marcha y excitación. Además iniciará las secuencia de parada y corte de la excitación de la excitatriz.

### 11.4      **AJUSTES.**

Los criterios de ajuste para las protecciones de los compensadores sincrónicos, serán los tradicionales para este tipo de máquinas rotativas, con la particularidades derivadas de sus parámetros y módulo de potencia.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 108 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b>		
<b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## **CAP.12 PROTECCIONES DE ACOMETIDA A GENERADORES.**

### **12.1 GENERALIDADES.**

Al efecto de la interpretación del presente capítulo se entenderá por Generador a un agente del Mercado Eléctrico Mayorista (*MEM*) conectado a la red de TRANSENER.

Las conexiones de un Generador a la red de TRANSENER se efectúan, por lo general, de dos formas, a saber:

- Mediante líneas de reducida longitud.
- Mediante una conexión directa.

La propiedad, el proyecto y la instalación del equipamiento para esas líneas y para la planta generadora, están normalmente a cargo del Generador, bajo la supervisión y la aceptación de TRANSENER. El Generador debe definir entonces las características del equipamiento de sus instalaciones, con acuerdo de TRANSENER.

Este capítulo tiene por objeto, entonces, fijar los requerimientos que debe cumplir el equipamiento de protecciones de toda conexión con un Generador, a los efectos de la salvaguarda de la red de TRANSENER, ante averías en dichas conexiones o en las propias instalaciones del Generador.

Se enumeran a continuación las perturbaciones típicas en una conexión con un Generador, que podrían comprometer a la red de TRANSENER:

1. Cortocircuitos en las líneas de vínculo.
2. Oscilaciones de potencia.
3. Cortocircuitos en instalaciones del Generador (*transformador de bloque, generador, transformador de servicios auxiliares, etc.*).
4. Aporte sostenido del Generador al cortocircuito en la red de TRANSENER.
5. Sobretensión de operación.
6. Discrepancia de polos en el interruptor de la línea de vínculo.

### **12.2 REQUERIMIENTOS DEL EQUIPAMIENTO DE LAS ACOMETIDAS A UN GENERADOR.**

A continuación se plantean los requerimientos mínimos que se deberán atender en la provisión del equipamiento de las acometidas a un Generador, para minimizar el riesgo de afectación a la red de TRANSENER.

Todas las protecciones y funciones descritas estarán duplicadas conformando un esquema redundante paralelo.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 109 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

## 12.2.1 Protección de las acometidas.

### 12.2.1.1 Protección de líneas de acometida.

Se dispondrán protecciones diferenciales longitudinales, actuando como protecciones principales. Estas protecciones deberán brindar protección instantánea en el 100 % de la longitud de las líneas de vínculo con el Generador, especialmente en el caso de líneas de reducida longitud, no compatible con el mínimo ajuste del alcance de zona de una protección distanciométrica.

Se incluirán además protecciones distanciométricas actuando como respaldo a las protecciones diferenciales longitudinales. Deberá garantizarse con el ajuste y la modalidad de teleprotección el despeje instantáneo de todo tipo de cortocircuitos, en el 100 % de la longitud de línea. En líneas de longitud media (10 a 20 km) se utilizará el esquema de teleprotección de sobrealcance. Las zonas de respaldo remoto de la protección deberán cubrir el 100 % del transformador de bloque, con tiempos mínimos compatibles con la necesaria coordinación de protecciones. A los efectos de garantizar el cubrimiento de fallas muy resistivas, se requerirán características de accionamiento poligonal cuadrilateral.

Para evitar un aporte sostenido a un cortocircuito en la red de TRANSENER, por no actuación de las protecciones (ó interruptor/es) de esta última ni de los respaldos del Generador, se requerirá al menos una zona en las protecciones distanciométricas, con posibilidad de medición hacia el lado barras en el extremo TRANSENER. Esta zona podrá reemplazarse por protecciones de sobrecorriente de fase direccional dedicadas a esta función.

Las protecciones distanciométricas deberán disponer de detección de oscilaciones de potencia, con programas de disparo y de bloqueo de disparo, para atender las necesidades de la red.

Se contará además con protecciones de sobrecorriente de fase y de tierra direccionales, las cuales servirán como respaldo de la protección distanciométrica o diferencial longitudinal, en zonas de respaldo y/o para fallas muy resistivas.

Se incluirá una protección de sobretensión trifásica de tiempo definido, con disparo sobre el/los interruptor/es de la salida hacia en Generador.

Todas las protecciones descritas podrán ser funciones integradas en terminales numéricos y no necesitarán ser unidades independientes, teniendo en cuenta que se trata de un esquema redundante.

### 12.2.1.2 Protección de acometidas directas.

El equipamiento para la protección de las acometidas directas a un Generador seguirá los lineamientos generales indicados en el punto anterior, con la diferencia que podrán no serán necesarias las protecciones diferenciales de línea. Se mantendrá el respaldo con protecciones distanciométricas, así como el resto de las protecciones indicadas en dicho punto.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES</b>	Página 110 de 110
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

#### **12.2.2    Protecciones de falla interruptor.**

Su accionamiento se producirá ante la falta de apertura del interruptor, luego de una orden de disparo de protecciones. Las protecciones poseerán un primer nivel de disparo sobre el interruptor de acoplamiento de barras y un segundo nivel sobre los demás aportes a la barra donde acometa la conexión.

#### **12.2.3    Protección de discrepancia de polos de interruptor.**

Se trata de las protecciones con detección mecánica incluidas en cada interruptor y en las protecciones con detección eléctrica, según requerimientos ya establecidos en la presente guía.

#### **12.2.4    Registro de perturbaciones e indicación cronológica.**

Toda acometida a un generador deberá estar equipada con registro de perturbaciones e indicación cronológica de eventos, con posibilidad de extracción de los datos en forma local o remota.

Este equipamiento deberá ser instalado en los extremos de las acometidas lindantes con las instalaciones de TRANSENER y podrá estar integrado a cualquiera de las protecciones indicadas en puntos anteriores, incluyendo la posibilidad de su inclusión dentro de las protecciones de barras de la estación de TRANSENER, cuando las características técnicas de dichas protecciones así lo permitan.