

**GUIA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE
PROTECCIONES DE ESTACIONES
TRANSFORMADORAS**

**SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA
POR DISTRIBUCION TRONCAL
EN ALTA TENSION**

MAYO 2018



Nota:

"La presente guía fue confeccionada por la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina, asimismo, los profesionales incluidos en el listado que se expone al final de la presente, han colaborado en la actualización de contenidos y la validación de los mismos a la luz de las nuevas tecnologías y mejores prácticas de la Industria Eléctrica"

INDICE GENERAL

1	INTRODUCCION	7
1.1	Objeto	7
1.2	Aplicación	7
1.3	Caracterización del Sistema	7
2	REFERENCIAS	8
2.1	Requisitos Legales	8
2.2	Reglamentos	8
2.3	Normas	8
3	ENTORNO FISICO	8
3.1	Características de los Locales	8
3.2	Condiciones Ambientales	9
3.3	Instalación	9
4	PARAMETROS PARA EL DISEÑO	9
4.1	Descripción del Sistema de Protecciones	9
4.2	Compatibilidad Electromagnética	10
4.3	Requerimientos de Aislación	10
4.4	Requerimientos Mecánicos	11
4.5	Tiempos de Actuación	11
5	CRITERIOS DE DISEÑO	12
5.1	Confiabilidad	12
5.2	Operación	12
5.3	Mantenimiento y Ensayos	12
5.4	Expansiones y Modificaciones	13
6	CARACTERISTICAS GENERALES DEL EQUIPAMIENTO	13
6.1	Puesta a Tierra de las Protecciones	13
6.2	Cableado de las Funciones de Protección	13
6.3	Borneras para los armarios	14
6.4	Sistema de Prueba	14
6.5	Aislación de las Señales de Entradas y Salidas digitales	15
6.6	Lógica Complementaria	15
6.7	Función Disparo	15
6.8	Supervisión de los Circuitos de Disparo	16
6.9	Orden de Recierre	16
6.10	Bloqueo del Cierre de los Interruptores	16

6.11	<u>Alarmas Locales y Remotas</u>	17
6.12	<u>Tensiones y Corrientes de Medición</u>	17
7	<u>PROTECCIONES DE LINEAS</u>	18
7.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	18
7.2	<u>Integración de las Funciones</u>	18
7.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	19
7.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	21
7.4.1	<u>Protección Distanciométrica</u>	21
7.4.2	<u>Teleprotección</u>	22
7.4.3	<u>Protección de Máxima corriente direccional</u>	22
8	<u>PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES</u>	23
8.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	23
8.2	<u>Integración de las Funciones</u>	23
8.2.1	<u>Funciones de Protección de Transformador/Autotransformador</u>	23
8.2.2	<u>Función Protección de la Acometida Primaria (132/220 kV)</u>	24
8.2.3	<u>Función Protección Distanciométrica Secundaria (132 kV)</u>	24
8.2.4	<u>Función Protección en Acometida Secundaria (132/66/33/13,2 kV)</u>	24
8.2.5	<u>Función Protección en Acometida Terciaria (33/13,2 kV)</u>	24
8.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	24
8.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	25
9	<u>PROTECCIONES DE REACTOR DE NEUTRO ARTIFICIAL</u>	28
9.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	28
9.2	<u>Integración de las Funciones</u>	28
9.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	28
9.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	29
10	<u>PROTECCION DE BARRAS EN 220 KV</u>	30
10.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	30
10.2	<u>Integración de las Funciones</u>	31
10.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	31
10.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	31
11	<u>PROTECCIONES DE INTERRUPTOR</u>	32
11.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	32
11.2	<u>Integración de las Funciones</u>	33
11.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	33
11.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	34
12	<u>RECIERRE AUTOMATICO</u>	35
12.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	35

12.2	<u>Integración de las Funciones</u>	35
12.3	<u>Requerimientos Funcionales</u>	36
13	<u>LOCALIZACION DE FALLAS EN LINEAS</u>	36
13.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	36
13.2	<u>Integración de las Funciones</u>	37
13.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	37
13.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	38
14	<u>REGISTRO DE PERTURBACIONES</u>	38
14.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	38
14.2	<u>Integración de las Funciones</u>	39
14.3	<u>Requerimientos de Entradas y Salidas</u>	39
14.4	<u>Requerimientos Funcionales</u>	39
15	<u>AUTOSUPERVISION</u>	40
15.1	<u>Descripción de las Funciones</u>	40
15.2	<u>Integración de las Funciones</u>	40
15.3	<u>Requerimientos Funcionales</u>	41
16	<u>REQUERIMIENTOS DE 110/220 VCC</u>	41
16.1	<u>Tensión de Protección</u>	41
16.2	<u>Tensión de Comando</u>	42
16.3	<u>Tensión de Teleprotección</u>	42
16.4	<u>Tensión de Señalización y Alarma</u>	42
17	<u>REQUERIMIENTOS DE 48 VCC</u>	42
17.1	<u>Tensión de Exploración de Telealarmas y Telesñalizaciones</u>	42
18	<u>REQUERIMIENTOS DE SISTEMAS ININTERRUMPIBLES</u>	42
18.1	<u>Tensión de Alimentación para los Sistemas de Computación Auxiliares</u>	42
19	<u>DOCUMENTACION DEL PROYECTO BASICO</u>	43
ANEXO A.	<u>CONSIDERACIONES SOBRE COMUNICACIONES</u>	45

INDICE DE FIGURAS

<u>Tabla 4.3 – Requerimientos de Aislación</u>	11
<u>Tabla 4.4 – Requerimientos de Aislación</u>	11
<u>Figura 1 – ANEXO A – Topología de Redes – Topología Mínima</u>	49
<u>Figura 2 – ANEXO A - Topología de Redes - Topología en Bus</u>	50
<u>Figura 3 – ANEXO A - Topología de Redes - Topología en Bucle o Anillo</u>	50
<u>Figura 4 – ANEXO A -- Topología de Redes - Topología en Doble Estrella</u>	51
<u>Figura 5 – ANEXO A - Topología de Redes - Topología Mixta</u>	51
<u>Figura 6 – ANEXO A – Esquema de Topologías I</u>	53
<u>Figura 7 – ANEXO A - Esquema de Topologías II</u>	54
<u>Figura 8 – ANEXO A - Esquema de Topologías III</u>	56

1 INTRODUCCION

1.1 Objeto

La presente Guía de Diseño de Sistemas de Protecciones de Estaciones Transformadoras tiene por objeto 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 de las ampliaciones del resto de las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal en Alta Tensión de la República Argentina. Asimismo podrá ser adoptada para el diseño de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica, utilizadas en la Función Técnica de Transporte por parte de sus titulares, los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT).

La Guía considera:

- a) Las condiciones ambientales de instalación de las protecciones.
- b) Los requerimientos mecánicos, de aislación y de compatibilidad electromagnética.
- c) Las características de la red o de la instalación y la de los equipos primarios.
- d) Los criterios de confiabilidad, redundancia y de respaldo a considerar.
- e) Los requerimientos de auto-supervisión y de monitoreo necesarios para facilitar el mantenimiento y minimizar los períodos de indisponibilidad.

1.2 Aplicación

Esta guía se aplica al diseño de estaciones transformadoras aptas para operar en tensiones nominales de 132 kV a 220 kV, y/o bajo responsabilidad de Empresas de Transporte por Distribución Troncal y/o Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), que se proyecten como nuevas o ampliaciones de las estaciones existentes y se complementa con las Especificaciones que cada transportista y/o PAFTT, posee para su sistema.

Para tensiones menores a 132 kV, que también forman parte de las distintas instalaciones, se seguirán los lineamientos impuestos por cada Transportista y o PAFTT en particular.

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

1.3 Caracterización del Sistema

El proyectista deberá contar los siguientes datos de partida del sistema:

- a) Diagrama unifilar de la instalación que se proyecta.
- b) Diagrama unifilar general de la red en la que está incorporada la instalación.

c) Características de las instalaciones a las que se vincula:

- equipamiento de maniobras y medición,
- sistemas de protecciones,
- sistemas de comunicaciones.

2 REFERENCIAS

2.1 Requisitos Legales

- Ley N° 19.587 – Higiene y Seguridad del Trabajo. Decreto 351/79 y modificatorios; Decreto N° 911/96.
- Ley N° 19.511 – Ley de Metrología (SIMELA: Sistema Métrico Decimal Argentino)

2.2 Reglamentos

- AEA 95402 Reglamentación para Estaciones Transformadoras.

2.3 Normas

- IEC 60255 – Electrical Relays.
- IEC 60297 – Mechanical structures for Electronic equipment.
- IEC 60529 – Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).
- IEC 60834 – Teleprotection equipment of power systems. Performance and testing
- IEC 61850 – Communication networks and systems in substations.
- IEC 62439 – Industrial communication networks. High availability automation networks.
- IEEE C37.90.1 – Standard surge withstand capability (SWC). Tests for protective relays and relay systems.

3 ENTORNO FISICO

3.1 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.

3.2 Condiciones Ambientales

Los locales deberán mantenerse a una temperatura de unos 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 con variaciones de temperatura de operación de -5°C a +55°C, con una humedad relativa del 95%, sin condensación, independientemente de los factores ambientales externos, cuyos datos se suministran según la Guía de Diseño General para Estaciones Transformadoras.

El rango de temperatura ambiente durante el almacenamiento que deberá poder soportar el equipamiento de protecciones es de -20°C a +70°C.

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

3.3 Instalación

Las protecciones y otros equipos complementarios deberán instalarse dentro de armarios modulares de acuerdo con la norma IEC 60297.

Dentro de lo posible los armarios estarán completamente cerrados con puerta frontal provista con ventanas de material transparente que permita ver los elementos montados sobre el frente sin necesidad de abrir la puerta.

En dicho caso los armarios serán autoportantes y deberán cumplir con el grado de protección mecánica IP42 de acuerdo con la norma IEC 60529.

4 PARAMETROS PARA EL DISEÑO

4.1 Descripción del Sistema de Protecciones

El 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, rechazo de cargas, caída o incremento de tensión, pérdidas de estabilidad, etc., que puedan ocasionar la destrucción parcial o total de las instalaciones y los equipos, la presencia de situaciones inadmisibles para el sistema de transmisión.

Su función es la de detectar dicha anomalía en el menor tiempo posible a partir de las informaciones analógicas y digitales medidas, emitiendo las órdenes de comando selectivas a los equipos de maniobra y de regulación 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, sistemas de comunicaciones, etc., correspondientes a las señales de entrada/salida y las alimentaciones

auxiliares, las cuales deben integrarse en forma adecuada para obtener las funciones operativas y las características de confiabilidad requeridas.

Las Protecciones pueden ser **intrínsecas o de equipo** cuando sólo procuran salvaguardar la integridad del equipo primario protegido y **de red o de instalación** cuando su propósito es salvaguardar la integridad de la red minimizando la incidencia de una falla o perturbación en el equipamiento primario.

El sistema de protecciones está constituido por las protecciones **principales** que están destinadas a cubrir la totalidad de las fallas posibles del elemento o zona a proteger y por las de **respaldo** que están destinadas a suplantar las principales si éstas no actúan, sea por indisponibilidad o falla de la protección o equipos asociados.

Las funciones de respaldo pueden ser desempeñadas por protecciones locales o remotas. Deben ser ejecutadas por una protección diferenciada de la principal, tanto sea en equipamiento (hardware) como en principio de funcionamiento. En aquellos casos que el interruptor cuente con doble bobina de apertura por polo, ambos equipos se conectarán a ambas bobinas sin pasar por armarios de distribución o intermedios adicionales a los de los interruptores.

4.2 Compatibilidad Electromagnética

El equipamiento de protección aprobará los siguientes ensayos de compatibilidad electromagnética.:

Tabla 4.2 - Compatibilidad Electromagnética

ENSAYO	VALOR DE ENSAYO TIPO	NORMA DE REFERENCIA
Surge Withstand Capability (SWC)	2,5 kV	IEC 60255-22-1 Clase III ANSI C37.90.1
Electrostatic Discharge (ESD)	8 kV	IEC 60255-22-2 Clase III
Radio Frequency Interference Withstand (RFI)	10 V/m, (25-100) MHz	IEC 60255-22-3 Clase III ANSI C37.90.2
Fast Transient Disturbance	4 kV	IEC 60255-22-4 Clase IV ANSI C37.90.1

4.3 Requerimientos de Aislación

El equipamiento de protección aprobará los siguientes ensayos de aislación:

Tabla 4.3 – Requerimientos de Aislación

ENSAYO	VALOR DE ENSAYO TIPO	NORMA DE REFERENCIA
Dielectric test	2 kVac, 1 min	IEC 60255-5 ANSI C37.90
Impulse voltage test	5 kV, 1,2/50 us, 0,5 J	IEC 60255-5 ANSI C-37.90.1
Insulation Resistance	>100 Mohm a 500 Vdc	IEC 60255-5

4.4 Requerimientos Mecánicos

El equipamiento de protecciones aprobará los siguientes ensayos mecánicos:

Tabla 4.4 – Requerimientos de Aislación

ENSAYO	VALOR DE ENSAYO TIPO	NORMA DE REFERENCIA
Vibration	Clase y	IEC 60255-21-1
Shock and bump	Clase y	IEC 60255-21-2
Sismic	Clase y	IEC 60255-21-3

4.5 Tiempos de Actuación

El tiempo de actuación propio de cada protección, es decir los tiempos de medición y de disparo, dependen de la suma de varios factores, entre los cuales se destacan:

- d) Retardo introducido por los transformadores de medición, particularmente los capacitivos. La Norma IEC60168-A pone un límite a este retardo.
- e) Retardo introducido por los filtros y cálculos de los Sistemas de Protecciones.
- f) Tiempo de evaluación propio de cada protección.
- g) Tiempo de operación del o los relés de disparo hasta la producción de la señal en la bornera externa de la protección
- h) Tiempo de teletransmisión de señal entre estaciones transformadoras. Dicho tiempo oscila entre 15 y 25 ms en sistemas de onda portadora analógica, reduciéndose a valores entre 5 y 15 en los sistemas

digitales (para mayor información, se sugiere ver la guía de diseño para Comunicaciones y Teleprotección de ATEERA).

El tiempo de eliminación de la falla (TEF) es la suma del tiempo de actuación de la protección más el de operación del interruptor, medido desde el instante de la iniciación de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor que la despeja.

A modo orientativo, los valores típicos de operación de los Sistemas de Protección requeridos deben ser:

Líneas de 220 kV: entre 25 y 40 ms.

Líneas de 132 kV: entre 30 y 50 ms.

5 CRITERIOS DE DISEÑO

5.1 Confiabilidad

El diseño debe orientarse de manera de lograr la máxima confiabilidad en la forma más simple y económica. Se debe intentar lograr este objetivo con los equipos de protección y de comunicaciones inter-relés propiamente dichos antes de recurrir a medios externos.

De ser factible, el último grado de responsabilidad en el despeje de una falla se asignará al respaldo remoto.

5.2 Operación

En virtud de la confiabilidad requerida en el párrafo anterior, se requerirá 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 auto-supervisión continua de todas sus funciones, con alarma y bloqueo de la operación en caso de detección de anomalías.

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

5.3 Mantenimiento y Ensayos

A fin de facilitar el mantenimiento y minimizar los períodos de indisponibilidad, las protecciones incluirán funciones de auto-supervisión y mantenimiento.

Esta supervisión debe extenderse, dentro de las disponibilidades del desarrollo de los equipos de protecciones, a las señales de entrada y a los circuitos de medición y de disparo.

La detección de una anomalía, en tal verificación automática, producirá la correspondiente alarma.

Se proveerá el software de diagnóstico y ensayo de las protecciones que permitirá realizar la interrogación remota de las mismas, como así también la obtención de archivos de eventos y de registros oscilográficos para su posterior análisis.

Se podrá incluir un puesto (PC) conectado a la red de comunicaciones de las protecciones en el que se instalará el software de diagnóstico y ensayo, o de lo contrario, se podrá considerar el uso de un computador portátil tipo Notebook que cumplirá la función de puesto volante.

5.4 Expansiones y Modificaciones

Las ampliaciones de la estación transformadora exigirán sucesivas integraciones de los equipamientos de protecciones. Para facilitarlas, las funciones de acceso y comunicaciones disponibles (puerto de acceso, protocolo, velocidad de comunicación, etc.) deberán ser normalizadas, abiertas o disponibles por el proveedor.

Por otra parte los dispositivos para conexión de prueba “in situ” serán adecuados para conectar equipos de ensayo comunes en el mercado.

Tomando en cuenta tanto los nuevos paradigmas en Protección y Control como el estado del arte, conviene migrar las redes de comunicaciones de relés de protección del tipo Serie a Ethernet, que no solo permitirá la integración de las nuevas protecciones, sino que mediante el uso de Servidores Seriales será posible integrar los dispositivos Serie existentes, permitiendo una integración transparente de equipos legados.

6 CARACTERISTICAS GENERALES DEL EQUIPAMIENTO

6.1 Puesta a Tierra de las Protecciones

Cada parte constitutiva de un sistema de protecciones modular o el conjunto de protecciones integradas, contará con una conexión a tierra hecha con terminales a tornillo. Estas se llevarán “en estrella” a una única barra de puesta a tierra en el armario.

Desde esta barra se accederá al chicote de acometida a la malla de tierra de la estación transformadora mediante un terminal adecuado.

6.2 Cableado de las Funciones de Protección

Los conductores que acceden a las instalaciones de protección estarán agrupados en lo posible, según la función que corresponda (control, medición, disparo, etc.).

Los disparos se conducirán directamente a las bobinas de los interruptores, sin pasar por otros armarios de protecciones o de control (excepto los repartidores de cables de playa).

En lo posible los cables que traigan señales a los optoacopladores de entrada y a los circuitos de mediciones analógicas, desde los transformadores de medición, se protegerán de las interferencias de origen electromagnético y electrostático con un blindaje de cobre recubriendo a los conductores dispuestos en su interior.

La impedancia de transferencia del blindaje de los cables, hasta 10 MHz, será menor que los valores fijados por las normas ANSI o IEC.

La puesta a tierra del blindaje se realizará en los dos extremos.

6.3 Borneras para los armarios

Las borneras de los circuitos de corriente ubicadas en la entrada de los armarios deberán permitir las siguientes operaciones:

Cortocircuito y puesta a tierra la totalidad del circuito que inyecta la corriente y separación del circuito de carga, en servicio.

Inyección de corriente al circuito de carga.

Conexión de instrumentos de medida, en servicio.

Las borneras de los circuitos de tensión, ubicadas a la entrada de los armarios, deberán permitir el seccionamiento y las pruebas para conectar instrumentos de medida.

6.4 Sistema de Prueba

Cada protección contará con una o más borneras de prueba adecuada para conectar los equipos de ensayo utilizados durante el mantenimiento. Durante el pasaje a prueba, este dispositivo deberá ejecutar tres acciones siguientes sucesivamente:

Interrupción de los disparos.

Interrupción de las magnitudes analógicas.

Interrupción de la emisión de las alarmas externas.

Al retornar la protección a "servicio" se anularán las acciones:

- i) Cortocircuitar las alimentaciones de corriente y abrir las de tensión, llevando las entradas a una ficha especial dispuesta sobre el frente de la protección, a fin de poder inyectar las corrientes y las tensiones de prueba.
- j) Abrir los circuitos de disparo y, si corresponde, los arranques a las protecciones de falla de interruptor de los circuitos asociados.
- k) Abrir los circuitos de salida de las órdenes de recierre (donde corresponda) a los interruptores asociados.
- l) Cortar la emisión de la Transferencia de Disparo Directo (TDD) (donde corresponda) originada por disparos emitidos por la protección bajo prueba.
- m) Llevar a la ficha ubicada sobre el frente de la protección: los disparos, la orden de recierre y toda otra información que permita una óptima utilización de los equipos de prueba.
- n) Señalizar la posición "Prueba" localmente y a distancia.

- o) Cortar la emisión de las alarmas externas (se dispondrá de una llave SI-NO, que permita a voluntad del operador eliminar esta condición, únicamente con la llave de prueba en la posición “Prueba”).
- p) Permitir la prueba de la totalidad de los módulos integrantes de cada protección.

6.5 Aislación de las Señales de Entradas y Salidas digitales

La vinculación con los circuitos externos que suministran las señales provenientes de playa / equipos se realizará mediante relés con optoacopladores. Estos cumplirán con los requerimientos de aislación establecidos por las normas IEC 60255-5 o ANSI C.37.90.1.

La emisión de las señales de salida se hará por medio de contactos libres de potencial a polarizar con tensiones auxiliares de alarma o comando, externas a la protección.

Se admitirán salidas del tipo electrónico cuando se requiera excitar relés auxiliares, de disparo de bajo consumo o entradas digitales de otro relé de protección, siempre que se trate de circuitos con recorridos cortos de cables y desarrollados exclusivamente en el ámbito de los locales de control y protecciones.

6.6 Lógica Complementaria

Las lógicas complementarias podrán llevarse a cabo mediante la utilización de relés auxiliares electromecánicos o por lógicas de estado sólido, generalmente integradas a la protección.

Se minimizarán los componentes utilizados para reducir la probabilidad de averías.

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

La propia lógica de actuación incluirá los mecanismos adecuados para la detección y el aviso de fallas en la lógica (detección de estados incongruentes).

La obtención de información externa para la lógica de protecciones se obtendrá con contactos libres de potencial, conectados sobre borneras frontera de equipamiento de protecciones.

6.7 Función Disparo

Las órdenes de disparo a los interruptores involucrados se realizarán mediante contactos libres de potencial cableados a la bornera externa. Se canalizarán hacia las bobinas de accionamiento de los interruptores en forma independiente de otros circuitos. Dichas señales podrán salir vía relé auxiliar o matriz de disparo compuesto de un auxiliar extra-rápido y uno de servicio pesado.

Los disparos se darán directamente a las bobinas de apertura monofásicas de los interruptores, aun cuando el disparo sea siempre trifásico.

La entrada de disparo tripolar de los interruptores podrá ser utilizada por las protecciones sólo como modo redundante.

Para el acoplamiento tripolar de una orden de disparo monofásico realizado por el relé de recierre, debe evitarse que un único contacto maneje la suma de las potencias de las tres bobinas. Se evitará el puentado de las tres bobinas de apertura, utilizándose cualquier otro método alternativo.

Cuando razones de seguridad o de diseño lo exijan, el disparo se efectuará mediante doble contacto (ubicado en el positivo y el negativo del elemento a disparar).

Las unidades de disparo de las protecciones serán ultrarrápidas ($t < 5$ ms) y tendrán una capacidad de cierre acorde con la potencia de excitación de las bobinas de accionamiento de los interruptores, pero no menor a:

Permanente = 5A.

Transitorio (0,2 seg) ($L/R = 10$ ms)=30A.

Su capacidad de apertura podrá ser menor que la requerida por las bobinas de disparo de los interruptores, ya que usualmente el circuito de apertura del interruptor cuenta con contactos auxiliares responsables de cortar la corriente de las bobinas de disparo.

6.8 Supervisión de los Circuitos de Disparo

En cada circuito de disparo de interruptor o sistema de protección se incluirá un equipo de supervisión que permita detectar una discontinuidad, fase por fase.

Detectada la anomalía, el equipo supervisor emitirá una alarma después de un tiempo ajustable. No es necesario que este dispositivo bloquee las protecciones.

Cuando este equipo de supervisión podrá estar incorporado en algún Sistema de Protección, pasará a ser una función incluida dentro del mencionado Sistema. La adopción de alguna de estas dos alternativas, en definitiva, dependerá de la metodología de Operación & Mantenimiento de cada empresa. Lo importante es que la función de supervisión de circuitos de disparo esté incluida.

6.9 Orden de Recierre

Independientemente del tipo de recierre adoptado (uni o tripolar), la orden de recierre se dará siempre en forma tripolar. Se evitará la excitación de las tres bobinas de cierre del interruptor en paralelo mediante un único contacto del equipo de recierre. En tal caso, el recierre se dará mediante tres contactos, fase por fase.

Las órdenes se implementarán mediante contactos libres de potencial disponibles en la bornera exterior.

6.10 Bloqueo del Cierre de los Interruptores

En cada proyecto particular se optará o no por el bloqueo al cierre de los interruptores posterior a una desconexión trifásica ordenada por las protecciones.

Dicho bloqueo deberá poder ser inhibido vía telemando para abreviar la indisponibilidad forzada sin necesidad de asistir al lugar de instalación del equipo de protecciones.

En cada ampliación se seguirá el criterio existente en la estación transformadora que es ampliada.

En definitiva, el bloqueo de cierre de los interruptores responderá a la metodología de Operación & Mantenimiento de cada empresa, razones operativas, estabilidad de la red o bien a seguridad eléctrica.

6.11 Alarmas Locales y Remotas

Las indicaciones locales permanecerán activadas hasta que se proceda a su reposición mediante un pulsador por protección.

Las alarmas remotas tendrán los siguientes destinos:

Control local (Agrupadas por protección).

Equipo de telecontrol. La función integrada de Registro Cronológico de Eventos dependerá del proyecto particular.

Registrador Oscilográfico de Perturbaciones (función integrada a la propia protección).

Para ello, los equipos de protecciones dispondrán de contactos libres de potencial cableados a la bornera externa por cada alarma generada. También se podrán transmitir las alarmas por comunicaciones (ver ANEXO A al final del documento).

Las señales de alarmas remotas destinadas a indicar la cronología de los eventos ocurridos tendrán un retardo máximo de 5 ms. La dispersión del valor de retardo no será mayor de ± 1 ms. La capacidad de los contactos de señalización no será menor a 0,5 A ($L/R=0,5$ ms).

6.12 Tensiones y Corrientes de Medición

Los valores típicos de las tensiones y corrientes de medición son:

Tensión = $3 \times 110/1,73$ Vca.

Corriente = $3 \times 1A./3 \times 5$ A

Frecuencia = 50 Hz.

Las tensiones y las corrientes de medición utilizadas por las protecciones llegarán a los respectivos armarios desde los secundarios de los TV y TI de playa.

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

Cuando la corriente total se obtenga como suma de corrientes de ramas distintas, la suma se realizará en la bornera de entrada de la protección.

Cuando una falla en los circuitos de TI y TV pueda provocar actuaciones erróneas (circuito de tensión de una protección de distancia o circuito de corriente de una protección diferencial), éstos deberán estar supervisados.

Los circuitos de entrada de corriente de las protecciones admitirán las siguientes sobrecargas:

Permanente = $4 \times I_n$.

Transitoria (1 seg.) = $100 \times I_n$.

Los circuitos de entrada de tensión de las protecciones admitirán las siguientes subestaciones:

Permanente = $1,5 \times U_n$.

Transitoria (1seg) = $2,5 \times U_n$.

7 PROTECCIONES DE LINEAS

7.1 Descripción de las Funciones

Las protecciones de línea deberán ser aptas para todo tipo de falla, discriminando con claridad las condiciones de falla y las de carga para diversas configuraciones operativas del Sistema de Transmisión. Entre sus funciones estarán la de:

- q) Garantizar el disparo rápido ante fallas en cualquier punto de la línea mediante el uso de algún esquema de teleprotección (PUTT, POTT, etc.). Para ello deberán contar con un enlace de teleprotección entre ambos extremos.
- r) Brindar respaldo remoto ante fallas ubicadas en o más allá de la barra de la estación opuesta.
- s) Garantizar la protección completa de la línea en ausencia de teleprotección aunque sea a costa de un mayor tiempo de disparo.

7.2 Integración de las Funciones

En las líneas de 132 y 220 kV se instalará una protección principal distanciométrica y otra de respaldo por sobrecorriente direccional, independiente de la mencionada protección principal.

El respaldo local de la protección de línea contra fallas a tierra será la protección de sobrecorriente direccional.

Como se desprende de los párrafos anteriores, la protección principal de una línea será normalmente la distanciométrica; sin embargo cuando ésta no resulte conveniente (líneas muy cortas) podrá emplearse otro tipo. La protección más conveniente para este tipo de aplicación es la protección diferencial de línea, siempre y cuando se disponga de un sistema de comunicaciones dedicado¹ y adecuado entre extremos de línea.

En todos aquellos casos que se implemente una protección principal de zona, totalmente dependiente de la teleprotección, como es el caso de la protección diferencial longitudinal, se dispondrá como respaldo local de una protección distanciométrica.

Las protecciones de red (ver punto 4.1 Descripción del Sistema de Protecciones) podrán integrarse en una terminal de protección de control numérico.

7.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

Dependiendo de la filosofía adoptada (cableado o por comunicaciones, ver ANEXO A al final del documento) para la adquisición y transmisión de información, la cantidad de Entradas y Salidas físicas puede variar sensiblemente, siendo menor en el caso de transmitir las vía comunicaciones.

Las listas indicadas más abajo son meramente enunciativas y podrán variar según la metodología de Operación y Mantenimiento de cada empresa.

t) Entradas

Las entradas serán:

Señales de tensión trifásica desde los conjuntos de TV necesarias para la implementación de funciones de sincronismo, PFI, etc.

Señal de corriente trifásica desde el conjunto de TI de línea.

Señal de corriente residual desde cada conexión de TI.

Posiciones de equipos de maniobra asociados para determinar las situaciones de energización y la cronología de eventos de la salida de línea.

Disponibilidad de los interruptores asociados.

Bloqueo por falta de condición para apertura de interruptor (por ejemplo: baja presión de gas SF6)

¹ SE ENTIENDE POR DEDICADO AL HECHO QUE EL CANAL DE COMUNICACIONES EMPLEADO PARA ESA FINALIDAD CUENTE CON UN ANCHO DE BANDA FIJO INDEPENDIEMENTE DE LA CARGA DE TRABAJO QUE TENGA EL SISTEMA DE COMUNICACIONES. EL SISTEMA DE COMUNICACIONES DISPONIBLE QUEDARÁ DEFINIDO CON EL USO DE LA GUÍA PARA COMUNICACIONES Y TELEPROTECCIÓN DE ATEERA.

Bloqueo por falta de tensión del TV.

Bloqueo por indisponibilidad del canal de teleprotección.

Recepción de señales de teleprotección necesarias para los esquemas de vinculación HF con el otro extremo.

Orden de cierre voluntario.

Reposición externa del bloqueo de cierre del interruptor (si correspondiere).

Operación de recierre (unipolar, tripolar, etc.) en curso (si corresponde).

Bloqueo de la función de recierre.

Bloqueo de la función de PFI.

Bloqueo por ficha de prueba insertada.

u) Salidas

Las salidas serán:

Disparos fase por fase de los interruptores asociados.

Disparos tripolares de los interruptores asociados (opcional).

Arranque del recierre de los interruptores asociados.

Orden de cierre.

Autorización por sincronismo, si correspondiera.

Emisión de señales de teleprotección necesarias para los esquemas de vinculación HF con el otro extremo.

Emisión de las alarmas e indicaciones. que también podrán ser transmitidas por comunicaciones, de acuerdo a la filosofía adoptada (ver ANEXO A al final del documento).

Registro secuencial de eventos.

Registro oscilográfico de perturbaciones.

Indicaciones de operación en el display local.

Indicaciones de operación en panel de alarmas local (LEDs) integrado o no al sistema de protección.

Indicación de ajustes, tabla de disparos y valores de medición en el display local.

7.4 Requerimientos Funcionales

7.4.1 Protección Distanciométrica

La protección será inmune contra sobre o subalcances transitorios y fenómenos transitorios producidos por maniobras en líneas o transformadores y/o variaciones en la impedancia de la fuente.

Las características de “arranque” fase - tierra de la protección será del tipo cuadrilateral, lenticular, “icecream” o cualquier otro que permita obtener un buen cubrimiento de la resistencia de falla evitando la zona de carga. Para los elementos fase - fase podrán tener características tipo mho desplazada cuando la resistencia de falla no resulta importante.

La protección contará con unidades de medición independientes, que evaluarán los lazos fase - tierra y fase - fase en forma separada.

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

La protección tendrá una zona en sobrealcance independiente de la zona 1 al menos tres zonas hacia adelante y una hacia atrás para bloqueo de la función fuente débil (weak - infeed).

La sensibilidad direccional limitada para cualquier tipo de falla se asegurará utilizando las tensiones de las fases sanas existentes y memorizadas.

Ante un cierre sobre falla la protección realizará el disparo instantáneo de los interruptores.

Ante oscilaciones de potencia en el Sistema de Transmisión se garantizará la no - operación (bloqueo) de la protección.

La protección bloqueará su operación en el caso de que falten las tensiones de medición, ya sea por llave termomagnética abierta o por fusibles del TV quemados.

La protección contará con la función fuente débil (weak - infeed) para asegurar la detección selectiva de fallas en el caso de que por aporte insuficiente la protección no arranque. La habilitación - anulación de esta función será voluntaria a distancia, para atender los requerimientos de un extremo que pueda cambiar de situación.

La protección contará incluida en la misma las funciones de: PFI (Protección de Falla Interruptor), recierre, verificación de sincronismo, oscilografía, registro cronológico de eventos y si correspondiera, función sobre-subtensión.

7.4.2 Teleprotección

La relación adecuada entre seguridad (habilidad de un Sistema de Protección de no actuar cuando no se requiere su actuación) y dependibilidad (habilidad de un Sistema de Protección de actuar cuando se requiere su actuación) dependerá del tipo de señal de teleprotección a transmitir. Para señales del tipo permisivo emitidas por la protección de distancia o la protección de sobrecorriente de tierra, se privilegiará el menor tiempo de transmisión sobre los requisitos de seguridad, teniéndose en cuenta que en la recepción el disparo se decide previa medición de la protección.

El tiempo nominal de transmisión con equipos tonales con modulación AM será del orden de 11 ms (7,15 a 25ms, según la Norma IEC 60834).

En el caso de equipos digitales, el tiempo será del orden de los 2,3 a 16 ms, dependiendo de la "seguridad" y "obediencia" requerida para el sistema.

El equipo de recepción de teleprotección contará con la función de supervisión del canal, la cual comprenderá a los equipos de teleprotección y a los de transmisión.

El Sistema de teleprotección, como así también sus características funcionales son desarrolladas en la guía de diseño para Comunicaciones y Teleprotección de AEA - ATEERA, cuyos lineamientos deberán ser de cumplimiento obligatorio, según el alcance definido al principio del presente documento.

Los esquemas de teleprotección más usados son:

- Aceleración de estado (carrieracceleration).

- Sobrealcance autorizado (permissiveoverreaching).

Ante una falla no resuelta, convendrá generar localmente una señal de aceleración con orden de recierre, para asegurar el disparo instantáneo, teniéndose en cuenta que los tiempos muertos efectivos de recierre por lo general difieren en ambos extremos de la línea.

7.4.3 Protección de Máxima corriente direccional

Brindará respaldo a la protección local, en el caso de que la protección de impedancia no actúe o este fuera de servicio.

Su actuación estará condicionada por un nivel de corriente en la línea y por la dirección de la medición a partir de la discriminación por ángulo de fase entre la tensión y la corriente. Tendrá una temporización para actuar que será del orden de los segundos.

Esta protección de respaldo detectará 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.

Su actuación provocará el disparo trifásico definitivo.

8 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

8.1 Descripción de las Funciones

Las funciones de protección serán las de detectar todo tipo de fallas en el transformador o autotransformador y en sus acometidas de AT y MT. Los transformadores y autotransformadores podrán ser unidades trifásicas de 132 ó 220 kV primarios, normalmente provistas de regulación bajo carga (RBC).

El sistema incluirá a las protecciones propias del equipo y a las de red.

8.2 Integración de las Funciones

Las protecciones dispuestas en las acometidas del secundario y del terciario serán de sobrecorriente.

Las protecciones principales de un transformador son la diferencial más la de cuba², la de sobrecorriente (red) y el relé Buchholz (propia).

Las protecciones propias de la máquina, salvo la Buchholz, podrán ser reunidas en un único dispositivo de monitoreo de tecnología digital, con microprocesador y control numérico.

8.2.1 Funciones de Protección de Transformador/Autotransformador

En función de la potencia del Transformador/Autotransformador a incorporar al sistema se optará de acuerdo al proyecto particular, por la instalación de una protección diferencial o una protección de sobrecorriente de cuba.

Para potencias mayores a los 40 MVA, se deberán usar ambas, siempre y cuando sea posible aislar de tierra la cuba de la máquina y no se utilice la protección diferencial de tierra restringida.

En potencias menores ya se podría optar por sobrecorriente direccionales de fase y neutro más sobrecorriente de cuba.

En caso de instalarse la protección diferencial, esta cubrirá también fallas en las acometidas del transformador.

Con el objeto de aumentar la sensibilidad para fallas a tierra, se preverán protecciones diferenciales de tierra cubriendo los niveles de 220 y 132 kV del transformador. No es posible recurrir a esta protección en los autotransformadores.

De ser dificultosa o inconveniente la instalación de protecciones diferenciales de tierra, se instalarán protecciones diferenciales en cada bobinado en estrella, evitándose de esta manera que queden condicionadas a los cambios de regulación del RBC.

² EN ESE CASO SE DEBERÁ AISLAR DE TIERRA LA CUBA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

8.2.2 Función Protección de la Acometida Primaria (132/220 kV)

En la acometida de 132/220 kV se instalará una protección de sobrecorriente primaria de fases cumpliendo el doble objetivo de respaldo contra fallas en el transformador y de respaldo contra fallas en las barras de 132/220 kV.

8.2.3 Función Protección Distanciométrica Secundaria (132 kV)

En la acometida secundaria del Transformador cumpliendo el objetivo de protección de barras en el nivel secundario de tensión.

Se justifica este tipo de Sistema de Protección en las Estaciones Transformadoras con un nivel de tensión primaria de 220 kV.

8.2.4 Función Protección en Acometida Secundaria (132/66/33/13,2 kV)

En el lado secundario se instalará una protección de sobrecorriente secundaria de fases y tierra que actuará ante fallas en la barra de 132/66/33/13,2 kV o en la línea de acometida a dicha barra.

8.2.5 Función Protección en Acometida Terciaria (33/13,2 kV)

En la acometida del terciario se dispondrá como respaldo local una protección de sobrecorriente.

8.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

Dependiendo de la filosofía adoptada (cableado o por comunicaciones, ver Anexo A) para la adquisición y transmisión de información, la cantidad de Entradas y Salidas físicas puede variar sensiblemente, siendo menor en el caso de transmitir las vía comunicaciones.

Las listas indicadas más abajo son meramente enunciativas y podrán variar según la metodología de Operación & Mantenimiento de cada empresa.

v) Entradas

Señal de corriente trifásica desde los TI de cada acometida del transformador y/o directamente de los TI en el aislador de la máquina.

Señal de corriente residual desde la conexión de los TI de cada acometida.

Señal de corriente de los neutros del transformador, desde los TI en bushing de centro estrella de la máquina.

Señal de corriente desde los TI de puesta a tierra de la cuba de la máquina.

Señal de tensión desde los TV de cada lado del transformador. Considerar la interfaz de medición del RBC.

Señales analógicas provenientes de los sensores de temperatura para la implementación de la función de imagen térmica, etc. (si fuera necesario).

Señales de disparo y alarmas de las protecciones intrínsecas o propias.

Reposición externa del bloqueo de cierre del interruptor. (Si correspondiese)

Bloqueo de la función de PFI

w) Salidas

Disparos fase por fase de los interruptores asociados a la máquina.

Para tensiones de 132 KV o menores se podrá optar por el disparo tripolar ya que los interruptores no cuentan con bobinas fase por fase.

Emisión de las alarmas e indicaciones. Que también podrán ser transmitidas por comunicaciones, de acuerdo a la filosofía adoptada (ver ANEXO A al final del documento).

Registro secuencial de eventos.

Registro oscilográfico de perturbaciones.

Indicaciones de operación en el display local.

Indicaciones de operación en panel de alarmas local (LEDs) integrado o no al sistema de protección.

Indicación de ajustes, tabla de disparos y valores de medición en el display local.

8.4 Requerimientos Funcionales

x) Protecciones Intrínsecas o Propias

Protección Buchholz

Debe ser provisto por el fabricante de la máquina. Asegurará la detección de fallas incipientes o de desarrollo violento que produzcan un arco interno y liberen gases por descomposición del líquido refrigerante.

Poseerá un primer nivel de alarma y uno segundo de disparo que actuará sobre los interruptores del transformador.

Imagen Térmica

Evitará todo exceso de temperatura no admisible de la máquina, a partir del aumento de temperatura que experimenten los arrollamientos debido a las pérdidas en el cobre.

La señal de corriente será tomada desde un arrollamiento exclusivo destinado a esta protección.

Incluirá un primer nivel de alarma y comando del sistema de refrigeración y uno segundo de disparo sobre los interruptores del transformador.

Termómetro

Medirá la temperatura del fluido refrigerante en el punto de mayor temperatura (parte superior de la cuba).

Tendrá la función de indicación de temperatura e Incluirá un primer nivel de alarma y uno segundo de disparo sobre los interruptores del transformador.

Nivel del Fluido Refrigerante

La detección de un nivel insuficiente tendrá acciones similares a la del termómetro.

Incluirá un primer nivel de alarma y uno segundo de disparo sobre los interruptores del transformador.

Válvula de sobrepresión

Incluirá un nivel de disparo sobre los interruptores del transformador.

Nivel del Fluido Refrigerante del R.B.C.

La detección de un nivel insuficiente del fluido refrigerante en el Conmutador incluirá un primer nivel de alarma y uno segundo de disparo sobre los interruptores del transformador.

Relevador de flujo de aceite del R.B.C.

Incluirá un nivel de disparo sobre los interruptores del transformador.

y) Protecciones de Red

Protección Diferencial

La protección diferencial deberá garantizar la desconexión del transformador, mediante disparo, en un tiempo mínimo, ante un cortocircuito entre los TI de todas las acometidas de los cuales toman las señales de corriente para evaluar su función diferencial.

Cualquier diferencia mayor de lo debido en condiciones normales de operación (diferencias de TI, taps, conmutador bajo carga) indicará la presencia de una falla.

La protección será sensible a corrientes diferenciales pequeñas en relación a las de carga de la máquina (0,15 a 0,4 In), y operará en tiempos muy cortos (<50 mseg).

Para que las corrientes de paso durante los cortocircuitos no operen indebidamente la protección, debido a la desigualdad de las características de magnetización de los TI, la protección será estabilizada por las propias corrientes de paso (característica porcentual).

Se proveerán restricciones de la 2da. armónica y otras adicionales para estabilizar la protección ante las corrientes de conexión del transformador “inrush currents” y ante una sobreexcitación de operación detectada sólo en el primario del transformador.

La protección contará con adaptación de relación de transformación y grupo vectorial de conexión de los TI por ajustes en el software.

La protección disparará sobre los dos o tres niveles de tensión del transformador, según corresponda.

Protección de cuba

La protección realizará la medición de la corriente circulante entre la cuba del transformador y tierra.

Para poder implementarla es necesario preparar el camino de las corrientes desde la cuba hacia tierra pasando por el circuito de medición: para ello se deberá aislar la cuba del transformador respecto de tierra, como también sus accesorios (motor del CBC y ventiladores). Para la aislación de la cuba se colocarán elementos aislantes en los apoyos del transformador, sobre la fundación y se conectará un conductor desde la cuba a tierra y pasando por el centro de un transformador de corriente del tipo toroidal que estará conectado a un relé de sobrecorriente denominado “de cuba”.

Éste será del tipo monofásico, con detector de sobrecorriente con temporizador.

Protección de Sobrecorriente Primaria de fase

Se incluirá una protección que efectuará la medición de la corriente de fase en el tramo de acometida del transformador.

Protección Distanciométrica Secundaria

Esta protección medirá tensiones y corrientes en la acometida secundaria del transformador

Servirá de protección de barras en el nivel secundario de tensión, con un primer nivel de tiempo de disparo sobre el interruptor de acoplamiento de barras y de persistir la excitación operará en un segundo nivel de tiempo sobre el interruptor del transformador.

La protección tendrá la función de protección de respaldo de las protecciones diferenciales del transformador, por medio de la zona orientada hacia éste.

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

El arranque de la protección estará basado en la medición de la impedancia del tramo a proteger.

En el caso de no contarse con las tensiones de medición la protección asegurará la direccionalidad hacia adelante, con el objeto de garantizar el disparo.

La protección contará con un respaldo por detección de corriente máxima, la cual al excitarse provocará el disparo de los interruptores.

Protección de Sobrecorriente Secundaria de Fases y de Tierra

Oficiará de protección de la acometida del transformador a barras secundarias, así como de respaldo de las líneas que salen de las barras de la red secundaria, eliminando el aporte del transformador ante cortocircuitos no despejados por las protecciones de línea.

Su ajuste se determinará en coordinación con las protecciones distanciométricas de las líneas y sus respaldos locales.

9 PROTECCIONES DE REACTOR DE NEUTRO ARTIFICIAL

9.1 Descripción de las Funciones

Las funciones de protección serán las de detectar todo tipo de fallas en el reactor y en su acometida de MT.

El sistema incluirá a las protecciones propias del equipo y a las de red.

9.2 Integración de las Funciones

Las protecciones principales del reactor son las propias, la de cuba, la de sobrecorriente y la de sobrecorriente residual de secuencia cero.

9.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

z) Entradas

Señal de corriente trifásica desde los TI de acometida al reactor.

Señal de corriente residual desde la conexión de los TI de la acometida.

Señal de corriente desde los TI de puesta a tierra de la cuba de la máquina.

Señal de corriente residual desde el TI en la puesta a tierra del reactor.

Señales de disparo y alarmas de las protecciones intrínsecas o propias si corresponde.

Bloqueo de la función de PFI

-

aa) Salidas

Disparos fase por fase de los interruptores asociados a la máquina.

Emisión de las alarmas e indicaciones.

Registro secuencial de eventos.

Registro oscilográfico de perturbaciones.

Indicaciones de operación en el display local.

Indicación de ajustes, tabla de disparos y valores de medición en el display local.

Para tensiones de 132 KV o menores se podrá optar por el disparo tripolar ya que los interruptores no cuentan con bobinas fase por fase.

9.4 Requerimientos Funcionales

a) Protecciones Intrínsecas o Propias

Termómetro

Medirá la temperatura del fluido refrigerante en el punto de mayor temperatura (parte superior de la cuba).

Tendrá la función de indicación de temperatura e Incluirá un primer nivel de alarma y uno segundo de disparo sobre los interruptores del transformador.

Nivel del Fluido Refrigerante

La detección de un nivel insuficiente tendrá acciones similares a la del termómetro.

Incluirá un primer nivel de alarma y uno segundo de disparo sobre los interruptores del transformador.

b) Protecciones de Red

Protección de Cuba

La protección realizará la medición de la corriente circulante entre la cuba del transformador y tierra.

Para poder implementarla es necesario preparar el camino de las corrientes desde la cuba hacia tierra pasando por el circuito de medición: para ello se deberá aislar la cuba del transformador respecto de tierra, colocando un elemento aislante en los apoyos del transformador sobre la fundación y conectando un conductor desde la cuba a tierra y que pase por el centro de un transformador de corriente del tipo toroidal que estará conectado a un relé de sobrecorriente denominado “de cuba”.

Éste será del tipo monofásico, con detector de sobrecorriente con temporizador.

Protecciones de Sobrecorriente Primaria de Fases

Se incluirá una protección que efectuará la medición de la corriente de fase en el tramo de acometida al reactor.

Protección de Sobrecorriente Residual

Conectada en la puesta a tierra del reactor de neutro, efectuará la medición de la corriente del reactor.

Será de actuación con retardo programado ante fallas monofásicas en la red o en la propia máquina de no actuar otra protección.

El ajuste en corriente y en tiempo de esta protección deberá estar por debajo de la capacidad térmica del reactor de neutro, dado que una corriente residual prolongada en el mismo puede comprometer su integridad.

10 PROTECCION DE BARRAS EN 220 KV

10.1 Descripción de las Funciones

Será apta para proteger todo tipo de fallas sobre las barras en forma selectiva, eliminándose sólo el tramo de barras afectado, permitiéndose la continuidad del servicio de las barras restantes.

Tendrá alta velocidad de actuación, aceptándose tiempos de eliminación de fallas (TEF) del orden de los 50 ms y la misma deberá incluir dentro de la zona de protección los aparatos de maniobra y otros elementos conectados a la barra en cuestión.

Contarán con una elevada dependibilidad y seguridad por el importante grado de severidad que habitualmente caracteriza a las fallas en barras, no debiéndose producir bajo ningún concepto actuaciones por fallas externas a las barras dado que la desconexión de una barra constituye una importante afectación en una estación transformadora.

Deberá tenerse en cuenta que ante una falla interna del Sistema de Protección de Barras, su función de auto-supervisión continua bloquee la protección (evitar disparos) y emita una señal de alarma externa tanto local como a distancia.

10.2 Integración de las Funciones

La protección principal de barras será la propia, existiendo el respaldo local para fallas a barras en las acometidas a la misma (salidas de línea y de transformador, etc.).

La protección incluirá la supervisión completa de los lazos secundarios de corriente alimentados desde los TI respectivos, incluyendo la detección de aperturas, cortocircuitos y errores de conexión.

La protección será equipada para la recepción y disparos de circuitos adicionales según la previsión de ampliaciones de cada proyecto.

Es conveniente que los núcleos de medición destinados a la protección de barras sean de uso exclusivo.

10.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

bb) Entradas

Señal de corriente trifásica desde los conjuntos de TI de las acometidas a barras.

Posición de los seccionadores asociados a las barras para determinar la "imagen de barras", en los casos de vinculación de equipos primarios a barras sólo a través de seccionadores.

cc) Salidas

Disparos tripolares definitivos de los interruptores asociados a la barra.

Habilitación de las protecciones de falla interruptor de los interruptores involucrados.

Bloqueo del recierre de los interruptores de salidas de línea.

Si corresponde de acuerdo a la instalación, emisión de señales de teleprotección necesarias para los esquemas de vinculación con extremo remoto (EFP - EndFaultProtection).

Emisión de alarmas e indicaciones. Que también podrán ser transmitidas por comunicaciones, de acuerdo a la filosofía adoptada (ver ANEXO A al final del documento).

Registro secuencial de eventos.

Registro oscilográfico de perturbaciones.

Indicaciones de operación en el display local (LEDs) integrado o no al sistema de protección.

Indicación de ajustes, tablas de disparo y valores de medición en el display local.

10.4 Requerimientos Funcionales

La seguridad operativa de la protección se garantizará evaluando las condiciones de falla mediante dos mediciones concordantes independientes.

El principio de funcionamiento se basará en la medición por el saldo de corrientes (ley de Kirchoff), entre las corrientes ingresantes y salientes a la barra.

La protección garantizará el buen funcionamiento ante la saturación de los TI, evitando la porción de onda afectada o por otro método adecuado.

Se requiere máxima insensibilidad frente a corrientes diferenciales producidas en condiciones normales o ante fallas externas. En general derivadas de la diferencia en las características de magnetización de los TI o de la saturación de alguno de ellos.

Para ello se adoptarán protecciones de baja impedancia con característica de accionamiento estabilizada (accionamiento por suma aritmética de corrientes en barras, restricción por suma aritmética) o por la adopción de protecciones de alta impedancia, aunque esta última pese a su diseño y cálculo de ajuste más simple, puede resultar poco conveniente debido a las exigencias sobre el diseño de los transformadores de corriente para protección (todos deberán tener la misma relación de transformación).

La protección de barras podrá contar con un único elemento de medición para las tres fases, es decir, no será necesario que haya un equipo o unidad de protección para cada fase. En particular, se deberá garantizar una mayor sensibilidad para fallas a tierra.

11 PROTECCIONES DE INTERRUPTOR

11.1 Descripción de las Funciones

Si el circuito de disparo de un interruptor es energizado para despejar una falla en la red, la interrupción del flujo de corriente deberá ocurrir luego de un corto período de tiempo especificado, dependiendo de las características particulares del interruptor.

Una falla en la operación del interruptor significa que la acción de las protecciones resulta ineficaz, acarreando elevados costos por indisponibilidad, daños en las instalaciones y la afectación de la seguridad de los operadores.

Las funciones de protecciones de interruptor serán de respaldo y garantizarán los siguientes objetivos:

- dd) La eliminación de los aportes a una falla en el sistema, como consecuencia de un interruptor que no responde a la orden de disparo de una protección, manteniéndose en estado cerrado.
- ee) Evitar o advertir (cuando existe un interruptor adyacente en paralelo) la transmisión en un número de fases menor que tres, comprometiéndose la disponibilidad de las líneas de transmisión por actuación de sobrecorriente de tierra direccional o llevar a los generadores a una situación de desconexión por actuación de secuencia inversa.
- ff) Evitar sucesivas y reiteradas operaciones de cierre y apertura descontroladas, hasta llegar a niveles de indisponibilidad de los circuitos de accionamientos del interruptor.

Las funciones de discrepancia de polos también serán de respaldo, cuyos objetivos serán:

- gg) Advertir sobre el estado de discrepancia de polos de un interruptor mediante la emisión de una

- hh) alarma que indique cuando el interruptor adyacente se encuentre cerrado. Impedir el mantenimiento de una corriente residual en la red, mediante la emisión de un disparo remoto, en forma similar al de la función PFI.

11.2 Integración de las Funciones

Las protecciones de interruptor comprenderán a las protecciones de red: falla interruptor (PFI) y discrepancia de polos eléctrica (DP) solo para 220 kV, y a las protecciones propias: discrepancia de polos mecánica y dispositivo anti-bombeo.

11.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

ii) Entradas

Señal de corriente trifásica del interruptor desde el conjunto de TI de línea.

Señal de corriente residual del interruptor, desde cada conexión de TI.

Posición de cada polo del interruptor, para determinar la situación del interruptor y la cronología de eventos sobre el mismo.

Señales de Iniciación Falla Interruptor (IFI), desde las funciones de protección primarias y secundarias de zona, de ambos lados del interruptor. Deberán ser pre-identificadas como iniciación de protección de línea, barra o transformador.

Señales de IFI y de bloqueo recierre de la protección propia de DP mecánica.

jj) Salidas

Disparo tripolar definitivo del interruptor en falla.

Bloqueo del recierre del interruptor en falla (si es de línea).

Disparo tripolar definitivo de los interruptores adyacentes.

Bloqueo al recierre de los interruptores adyacentes de líneas.

Emisión de transferencia de disparo directo (de corresponder).

Habilitación de las protecciones de falla interruptor, de los interruptores involucrados.

Emisión de las alarmas e indicaciones.

Registro secuencial de eventos.

Indicaciones de operación en el display local.

Indicaciones de ajustes, tablas de disparo y valores de medición en el display local.

•

11.4 Requerimientos Funcionales

kk) Protección de Falla de Interruptor (PFI) solo para 220 kV

Se trata de una protección de respaldo que vigilará la correcta operación de apertura unipolar y tripolar del interruptor, por actuación de las protecciones que lo disparan. En caso que dicha apertura no se produzca o se produzca en forma incompleta, la PFI enviará un redisparo a su interruptor en falla, en un tiempo T1 ajustable.

Si la apertura esperada no se produjera, la PFI enviará disparo, en un tiempo T2 ajustable, a todos los interruptores adyacentes al punto eléctrico en falla, para aislar la misma.

El principio de funcionamiento obedecerá al cumplimiento de las siguientes tres condiciones simultáneas, tanto en T1 como en T2:

Nivel de detección de corriente del interruptor superior a un valor ajustado.

Orden de disparo mantenida de la protección habilitante sobre el interruptor supervisado. La apertura manual no habilitará a las PFI.

Tiempo mayor al ajustado (T1 y T2).

La protección quedará des-excitada tanto por detección de corriente nula como por cese de la orden de arranque o habilitación.

La detección de corriente se realizará fase por fase, con detectores con tiempo de recaída muy bajo (menor de 10 ms), serán aptos para detectar por lo menos una corriente de $0,25 I_n$ y permitirán la actuación de la protección sin que el tiempo de reposición perturbe el buen funcionamiento de la PFI.

ll) Protección de Discrepancia de Polos Eléctrica (DP) solo para 220 kV

Se trata de una protección basada en la detección de desbalances de corriente que deberá advertir la discordancia en la posición permanente de los polos del interruptor. La misma se instala para detectar la anomalía ante averías de interruptores, tales como la rotura y caída del vástago de mando de uno de sus polos, la que no sería detectada por los contactos auxiliares de posición del interruptor.

El principio de funcionamiento se basará en tres conceptos:

Detección de discrepancia eléctrica: Por "ausencia" de corriente en una fase y "presencia" en las restantes fases, por medio de detectores unipolares de niveles máximo y mínimo. Puede complementarse la lógica de detección con un detector de sobrecorriente de neutro.

Detección de campo adyacente abierto: Por no - detección de corriente circulante por el mismo, por medio de los detectores de niveles mínimo en cada fase.

Ventana temporal (10 seg.): Se presume que el interruptor que genera la discrepancia sufre la avería como consecuencia de una maniobra o recierre. A los efectos de selectivizar la acción sobre el interruptor afectado, se abrirá una ventana temporal luego de una acción de maniobra o recierre.

Para cumplir con estas premisas, la lógica de actuación será la siguiente:

La detección de discrepancia eléctrica, luego de una temporización de confirmación (>2 seg.), producirá un alarma.

La condición de alarma anterior, más la detección de campo adyacente abierto, más la condición de ventana temporal (10 seg.) activada, producirá el disparo de interruptor con discrepancia.

mm) Discrepancia de polos mecánica

Se implementa a partir de los contactos auxiliares de posición del interruptor, temporizándose su actuación en el orden de 2 seg, para evitar el disparo durante el tiempo neutro del recierre. Su incorporación en la caja de comando del interruptor es de provisión habitual.

nn) Dispositivo Anti-bombeo

Los circuitos de comando del interruptor por medio de una disposición circuital simple, aseguran que una vez emitido un comando de cierre y en tanto permanezca el mismo, todo disparo trifásico impida un nuevo cierre.

oo) PFI Para tensiones menores a 132 KV

La evolución de los terminales ha implicado que los mismos provengan equipados con la función de PFI; este hecho permite hacer uso de esta posibilidad en todos los equipos correspondientes a tensiones iguales o menores que 132 kV se determinará para cada instalación en particular el uso de la función de re-disparo a interruptor propio, la canalización del mismo a niveles superiores de tensión o ambos.

12 RECIERRE AUTOMATICO

12.1 Descripción de las Funciones

La función de recierre tendrá por objeto mantener la disponibilidad de la línea de transmisión luego de una falla de naturaleza fugaz, las que resultan ser estadísticamente el 90% del total de fallas presentes en una línea.

Se adoptará la modalidad de recierre monofásico o monotrifásico en las redes de 132 y monofásico en 220 kV,

12.2 Integración de las Funciones

El recierre es una función asociada a los interruptores. Las funciones de recierre deberán estar integradas a las protecciones de distancia.

12.3 Requerimientos Funcionales

Se adoptará la modalidad de un único intento de recierre, debiendo producirse el disparo trifásico definitivo si el mismo no es exitoso, después de un tiempo compatible con la recuperación térmica de las cámaras del interruptor.

Se supervisará el estado del interruptor a los efectos de bloquear el recierre si aquél no se encuentra en condiciones de realizarlo.

La realización del ciclo de recierre proseguirá aun cuando el interruptor entre en indisponibilidad durante la pausa sin tensión.

El recierre se podrá desactivar localmente (mediante llave al efecto) y a distancia.

El dispositivo de recierre se bloqueará ante fallas polifásicas (si está en modo monofásico), fallas evolutivas o interruptor no apto.

La función de recierre monofásico será bloqueada en las siguientes situaciones:

- Bloqueo transitorio (10-20 seg.)
 1. Puesta en servicio de la línea
 2. Apertura manual de los interruptores
 3. Recierre operado (Reclaim Fine)
 4. Disparo trifásico de una protección

- Bloqueo temporario (mientras dure la condición que lo origina)

5. Interruptor no apto
6. Interruptor abierto trifásico
7. Puesta fuera de servicio del recierre

13 LOCALIZACION DE FALLAS EN LINEAS

13.1 Descripción de las Funciones

La función de localización de fallas en línea, tiene por objeto brindar el dato de la ubicación de la falla, al efecto de la rápida intervención del personal de mantenimiento de líneas.

Dado el estado del arte de los Sistemas de Protecciones actuales, la función de localización de falla está integrada a una terminal de protección de línea, por lo que será apta para la localización de fallas mono, bi o trifásicas en líneas de AT con neutro rígido a tierra.

La medición se deberá realizar con las informaciones de tensión y corriente de un solo extremo de la línea, dentro del tiempo disponible entre la aparición de la falla y el despeje de la misma.

El valor indicado del punto de falla, desde el punto de emplazamiento de los TV, se expresará en longitud (Km.) o en % de longitud de la línea.

Se debe disponer de facilidades para la transmisión a distancia de la información, en forma digital.

13.2 Integración de las Funciones

La función de localización de fallas se podrá integrar por medio de:

- pp) Equipos dedicados e independientes que extraen las informaciones de selección de fases y arranque de una protección primaria de línea, en cuyo caso se lo ubicará junto a la misma.
- qq) Se trata de equipos denominados localizadores de falla por onda viajera, cuyo grado de exactitud es muy superior al del punto siguiente, ya que no requiere tomar mediciones desde los TIs de protección, sino de transformadores específicamente diseñados para este dispositivo.
- rr) Si bien su uso es muy difundido en Sistemas de 500 kV, en el caso de adoptar este tipo de tecnología, se deberá considerar la instalación de transformadores de corriente (tal como fuera mencionado anteriormente) y un equipo de sincronización horaria basado en señal GPS que serán específicos para esta aplicación; además deberá considerarse que deberá existir otro equipo del mismo fabricante en el otro extremo de la línea a monitorear
- ss) Software dedicado que forma parte de una protección de control numérico (terminal de protección de línea, con funciones integradas de protección, registro y localización).

La exactitud de este método depende principalmente por la clase de exactitud de los transformadores de corriente para protección (5 o 10%), aunque la exactitud de los relés de protección es sensiblemente menor.

13.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

tt) Entradas

Señales de tensión y corrientes de fase, adquiridas desde el arranque de la protección primaria y el despeje de la falla.

Señal de corriente residual durante la falla debido a todos los acoplamientos mutuos de línea.

Señales de condición de carga prefalla.

uu) Salidas

Indicación de localización de falla en display local.

Indicación de localización de falla remota, mediante interrogación automática.

13.4 Requerimientos Funcionales

El procedimiento de medición debe poder minimizar la influencia de los fenómenos transitorios, de la resistencia de falla y de la corriente de carga. La incertidumbre en la medición no será superior a +2%. Cabe aclarar que esta incertidumbre no deberá incluir la correspondiente a los transformadores de corriente para protección asociados a los relés de protección distanciométrica (propagación de errores).

El método de cálculo tendrá la posibilidad de compensación de la impedancia mutua de secuencia cero, para el caso de doble terna o líneas paralelas muy próximas.

Deberá preverse la interrogación automática, a los efectos de ejecutarse el software de cálculo y su tele-indicación en tiempo real. Se mantendrá la facilidad de interrogación local.

Se dispondrá de la interfaz para enviar el dato de la distancia de falla al equipo de telecontrol de la estación.

La indicación remota de localización de falla, estará referenciada con la identificación de la línea y el tiempo de ocurrencia de la falla.

14 REGISTRO DE PERTURBACIONES

14.1 Descripción de las Funciones

La función de registro de perturbaciones proveerá los registros acerca de la perturbación y de la activación del sistema de protecciones, para el análisis de la naturaleza de la falla y el comportamiento frente a la falla del conjunto de equipos que conforman el sistema de protecciones.

Dado que los Sistemas de Protección digitales actuales incluyen la función de registrador oscilográfico y cronológico de eventos, resulta muy sencillo incorporar esta funcionalidad a las herramientas disponibles para el personal de mantenimiento.

Tomando en consideración lo anterior y debido tanto a la complejidad del Sistema de Transmisión como a la necesidad de discernimiento del origen de las perturbaciones y fallas, adicionalmente a la aplicación de esta funcionalidad en Líneas, podrá extenderse su utilización a la totalidad de la Estación Transformadora (como ser en los Transformadores de Potencia), según el criterio y requerimiento del personal de mantenimiento, permitiendo de ese modo un mejor análisis de los eventos acontecidos y de la actuación de sus protecciones durante una falla o perturbación.

Particularmente en las Estaciones Transformadoras donde existan anexas instalaciones de distintos Transportistas o del Transportista y el Distribuidor Regional, se implementarán registros de perturbaciones, que permitan detectar el origen de las posibles perturbaciones y fallas, con el objeto no sólo de su evaluación técnica sino para determinar responsabilidades frente a indisponibilidades forzadas en el sistema de transmisión.

Los registros de perturbaciones se almacenarán en memoria no volátil para su posterior ecualización, graficación y evaluación en un sistema de computación separado dedicado u opcionalmente enviados a un centro distante.

14.2 Integración de las Funciones

El sistema de registro incluirá el equipamiento y los programas (hardware y software) para la adquisición y almacenamiento de la información (analógica y digital) durante una falla.

La información se enviará a una unidad de evaluación central, formada por una PC y software dedicados, donde se ecualizará, graficará y evaluará. Alternativamente, los archivos de datos de falla se podrán enviar a un centro distante.

Las unidades de adquisición y registro de datos instalados en los distintos puntos eléctricos de la estación transformadora podrán estar integradas a las protecciones de área correspondientes.

Los nuevos desarrollos de protecciones (basados en tecnología digital con microprocesadores), incluyen a un sobre costo moderado, la función de registro de perturbaciones en los terminales de protección de líneas, transformadores, reactores, barras e interruptores.

14.3 Requerimientos de Entradas y Salidas

vv) Entradas

Señales analógicas de tensiones y corrientes según una preseleccionada cantidad de canales.

Señales digitales de arranques y disparos de protecciones, cambio de posición de interruptores y eventos especiales.

ww) Salidas

Transferencia de archivo de datos de fallas para procesador de alto nivel (local).

Transferencia de archivo de datos de fallas para procesador central (vía enlace de comunicación dentro de la estación transformadora).

Transferencia de archivo de datos de fallas para procesador distante (vía modem).

Impresión de gráficos de fallas, desde programas off-line.

14.4 Requerimientos Funcionales

Las unidades de adquisición de registro de perturbaciones contarán con la cantidad de canales analógicos y digitales necesarios para el registro de todas las señales de tensión y corriente, los disparos de protecciones y accionamiento de los interruptores. En particular, cada salida de línea estará equipada para recibir, como mínimo, 8 señales analógicas y 16 señales digitales.

La información previa al instante de la falla (prehistoria) será del orden de los 250 ms como valor promedio, con posibilidad de variarla entre 50 y 300 ms.



Si durante el proceso de adquisición de la información de una perturbación, sobreviniera una nueva falla, ésta también será registrada.

La resolución de los eventos (canales digitales) será de 1 ms, con posibilidad de sincronización con el reloj satelital (GPS) de la estación.

El archivo de una perturbación contará con toda la información de identificación necesarios.

El arranque de un registro de fallas de producirá por desviaciones del estado normal de señales digitales y analógicas o por orden externa.

Las unidades de adquisición de registro se podrán comunicar con una PC portátil y con una Unidad de Evaluación Central. Esta última alternativamente podrá ser interrogada desde un centro distante.

El software de evaluación off-line permitirá el cálculo de valores de onda RMS (simétricos) y valores picos (asimétricos) y la discriminación de componente continua y alterna de ondas de tensión y corrientes.

El software de graficación será apto para el análisis de fallas por tramo (zoom) y la comparación de ondas (suma, resta, etc.).

15 AUTOSUPERVISION

15.1 Descripción de las Funciones

Los equipos de protecciones basados en microprocesadores contarán con las funciones de auto-supervisión de hardware y software, disponibles con la introducción de esta tecnología.

Las funciones de auto-supervisión tendrán la aptitud no sólo de indicar la condición general del chequeo de fallas, sino también la identificación específica del tipo de falla por medio de supervisiones y ensayos periódicos o programados.

15.2 Integración de las Funciones

Las protecciones incorporarán funciones de auto-supervisión con la siguiente cobertura:

Microprocesador (hardware).

Circuitos analógicos de entrada.

ROM (software de control).

Memoria no volátil (valores de ajustes, etc.).

15.3 Requerimientos Funcionales

Los medios de supervisión y ensayos se realizarán en forma automática periódica o en el momento asignado por programación, según la naturaleza de la función de auto-supervisión.

xx) Supervisión del Microprocesador (watchdog)

La función supervisará el funcionamiento cíclico del microprocesador. Si las fallas de funcionamiento del microprocesador ocurren dentro de una banda de tiempos límite, se producirá una alarma.

yy) Supervisión de los Circuitos Analógicos

La función supervisará el multiplex y el convertidor de medición, sustituyéndose periódicamente en las entradas, los valores actuales por un valor de tensión conocido. La salida del convertidor A/D será supervisada por correspondencia con la entrada conocida. Si hay una inconsistencia se producirá una alarma.

zz) Supervisión del ROM (software)

Los segmentos de memoria de tipo inalterable, tal como el ROM, se supervisarán a través del procedimiento de suma acumulada del contenido de la memoria y la verificación periódica que la suma no varía. Cualquier cambio en el contenido del ROM constituirá una falla y se producirá una alarma.

aaa) Supervisión del RAM

La memoria con acceso RAM se supervisará completamente durante el proceso de iniciación, cuando se encienda la protección. Cualquier inconsistencia se identificará.

bbb) Supervisión de la Memoria no Volátil

Aquellos relés de protección que utilicen memoria no volátil para almacenar detalles pertinentes a su operación, pero que podrá ser cambiada con el tiempo (como es el caso de los valores de ajuste), almacenarán los valores en forma duplicada o triplicada en otros dispositivos como por ejemplo la Unidad Portátil de Configuración y mantenimiento o Unidad de acceso remoto a Protecciones y periódicamente se supervisará la coincidencia de los valores ya sea de forma manual o automatizada por medio de software. En éste último caso la inconsistencia podrá producir una alarma para la pronta intervención del personal de mantenimiento.

16 REQUERIMIENTOS DE 110/220 VCC

16.1 Tensión de Protección

La tensión de protección (PP/NP) para el sistema de protecciones se obtendrá de la tensión de 110/220 Vcc del sistema de batería/cargador, a través de llaves termomagnéticas. Se utilizará para alimentar las fuentes auxiliares (convertidores cc/cc) de las protecciones y para las funciones de la lógica complementaria.

16.2 Tensión de Comando

La tensión de comando (PC/NC) se obtendrá de la tensión de 110/220 Vcc del sistema de batería/cargador, a través de llaves termomagnéticas. Se utilizará para la ejecución de los comandos (disparos, recierres, mandos manuales) y para funciones lógicas externas vinculadas con el comando.

16.3 Tensión de Teleprotección

Los circuitos dedicados a la teleprotección, etc., podrán recurrir a la tensión auxiliar de 48 Vcc (positivo a tierra) prevista para la alimentación de los equipos de comunicaciones de la Estación, o bien de la tensión provista por el banco de baterías de la Estación Transformadora (por ejemplo: 110 Vcc).

16.4 Tensión de Señalización y Alarma

Estas tensiones de señalizaciones y alarmas (PS/NS) se obtendrán de la tensión de 110/220 Vcc del sistema de batería/cargador, a través de llaves termomagnéticas se utilizarán para la alimentación de los contactos libres de potencial previstos en las protecciones para la función alarma y señalización en tableros de control locales.

17 REQUERIMIENTOS DE 48 VCC

17.1 Tensión de Exploración de Telealarmas y Teleseñalizaciones

La tensión de 48 Vcc de exploración de los contactos libres de potencial, previstos en las protecciones para el envío de las señalizaciones y alarmas de protecciones a la RTU de Telecontrol, serán generadas por las fuentes de 48 Vcc, que para tal fin posee el Sistema de Telecontrol.

De no existir tales fuentes, se podrá emplear como tensión auxiliar de exploración, la tensión que entregue el banco de baterías de la Estación Transformadora (por ejemplo: 110 Vcc).

18 REQUERIMIENTOS DE SISTEMAS ININTERRUMPIBLES

18.1 Tensión de Alimentación para los Sistemas de Computación Auxiliares

Los sistemas de computación (PC's) destinados a la evaluación de registros de fallas, de acceso a los equipos de protecciones y cualquier otra función relativa a los Sistemas de Protección, se alimentarán por medio de sistemas inversores / onduladores de 220 Vca cuasi-senoidal.

El sistema inversor / ondulador se alimentará además desde el sistema de cargador/baterías de 110/220 Vcc de la estación.

Según la importancia de la Estación Transformadora y la dependencia de ésta con la disponibilidad de los sistemas de computación a instalar en ella, el sistema inversor / ondulador

deberá ser duplicado, donde cada uno de ellos tomará alimentación dese un banco de baterías independiente del otro, si así lo permitiera el diseño de la Estación Transformadora.

19 DOCUMENTACION DEL PROYECTO BASICO

El Proyecto Básico del Sistema de Protecciones realizado deberá conformarse, como mínimo, con la documentación siguiente:

- ccc) Memoria Descriptiva.
- ddd) Planos.
- eee) Planillas de Datos Técnicos.
- fff) Cómputos de equipamiento y elementos.

El contenido mínimo de la documentación será:

- ggg) Memoria Descriptiva

La memoria descriptiva deberá contener:

- Naturaleza y alcance del proyecto.
- Características ambientales y eléctricas.
- Estudios, programación, cálculos de ajuste de las protecciones.
- Normas referenciales.
- Ensayos.
- Protocolos de ensayos de tipos.

- hhh) Planos del Sistema

Los planos del sistema deben tener un desarrollo tal que permitan la integración con los sistemas de control, equipos de playa y servicios auxiliares, tales como:

- Diagrama de bloques del sistema completo.
- Planos particulares de cada protección.
- Lista de materiales.
- Software de acceso y comunicación.
- Planos y diagramas de detalles necesarios.

- iii) Planillas de Datos Técnicos



Para el equipamiento a ser adquirido deberán prepararse las planillas de datos técnicos que definan todos los detalles del equipamiento de cada una de las protecciones y equipamiento anexo.

jjj) Cómputo de Equipos y Elementos

Deberá prepararse el detalle de cantidad y especificidad de equipos y elementos de cada protección.

ANEXO1

CONSIDERACIONES SOBRE COMUNICACIONES

Introducción

Al igual que la diferencias cognitivas existentes entre los Sistemas de Protección y Control, los Sistemas de Comunicaciones es el tercer rubro al cual se le debe prestar atención si se pretende llevar a cabo la implementación de los mismos con relativamente pocos problemas.

Dado que las comunicaciones son en sí mismas una especialidad y la gran variedad de soluciones que dependen principalmente de la distribución física y lógica de componentes a comunicar, resulta difícil presentar pautas útiles que sean compatibles con la filosofía de todas las empresas eléctricas.

No obstante ello, el presente documento pretende plantear algunos lineamientos útiles o de información general como para que el proyectista tenga, al menos, un punto de partida como para no dejar de lado la coherencia que debe existir entre las características de comunicación pretendidas en los Sistemas de Protección, Control y la infraestructura propuesta, para que éstos puedan ser comunicados; en otras palabras, este documento pretende enfocar al proyectista poco familiarizado en el ámbito de las comunicaciones en el punto de vista que las comunicaciones deben definirse simultáneamente tanto con los Sistemas de Protección como de control como para evitar innecesarios sobrecostos y pérdida de tiempo al momento de su implementación.

En el presente anexo se plantean algunas consideraciones respecto de las comunicaciones internas (Red de Área Local o LAN) de la Estación Transformadora, como un elemento esencial para el nuevo paradigma de los Sistemas de Protección y Control.

Las comunicaciones externas (entre Estaciones Transformadoras, entre Estación Transformadora y Centro de Control, etc.) son tratadas en la guía de diseño para Comunicaciones y Teleprotección de ATEERA.

Se entiende por comunicaciones internas de la Estación Transformadora a aquellas redes de comunicaciones conformadas por dispositivos electrónicos activos que transmiten información ya sea entre los dispositivos de protección, control, Concentrador de datos, SCADA, etc. dentro de la Estación Transformadora.

Dado el estado del arte actual, la tendencia mundial apunta a la integración (comunicación o compartir su información) de sistemas que, en proyectos anteriores, estaban completamente disociados³.

En definitiva, la mencionada tendencia pretende la convivencia de **IEDs**⁴, comunicándose entre sí, como así también con otros equipos tales como el concentrador de datos o puertas de enlace (Gateway), precisamente a través de las redes de comunicaciones internas de la estación.

³TAL ES EL CASO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN, EQUIPOS DE MANIOBRA, ETC.

⁴INTELIGENTELECTRONICDEVICES O DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES.

Por otra parte, si tomamos en consideración lo indicado en el primer párrafo del presente anexo, el grado de adopción de este nuevo paradigma dependerá en gran medida de la organización empresarial de los grupos de trabajo, cuyo personal podrá ser o no el mismo en ambas áreas y en definitiva esta decisión podrá afectar la cantidad y tipo de dispositivos a emplear **pero no, sobre la decisión del uso o no de una red de comunicaciones interna** que sin lugar a dudas, es necesaria.

Para la definición y dimensionamiento de las comunicaciones internas para una nueva Estación Transformadora o para la ampliación de una E.T. existente, se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Si se tratara de la ampliación de una E.T. existente, la arquitectura de comunicaciones actual, con el fin de adaptarla al nuevo proyecto o bien, de ser compatible con él, continuarla.

Si se emplearan las comunicaciones externas para vincular Sistemas de Control, los medios de comunicaciones disponibles para ellas pues, dependerá de ello lo que necesite proveer en el nodo de conexión entre ambas redes (interna y externa). Por ejemplo no tiene sentido plantear el uso de cortafuegos (firewall) y/o ruteadores (router) cuando el vínculo comunicaciones de la Estación Transformadora hacia el exterior posee un enlace con un bajo ancho de banda que probablemente impida la realización de comunicaciones basadas en el estándar Ethernet.

Requerimientos y definiciones del personal de **Estaciones y Mantenimiento** de la compañía, que impactan directamente en la definición de los equipos de protección y control a emplear, como así también su ubicación física dentro de la Estación Transformadora.

Requerimientos del Sistema de Operación en Tiempo Real que incumba información proveniente de los Sistemas de Protecciones.

Adopción o Incorporación al proyecto de las recomendaciones de la Norma IEC 61850, o solo se adoptará su protocolo de comunicaciones.

Es bien sabido que tanto el personal de Ingeniería como de Mantenimiento y Operaciones, requieren para la eficiente realización de sus tareas, un gran volumen de información disponible para ellos preferentemente en el menor tiempo posible.

Para lograr esta exigencia, es de vital importancia que la información fluya desde los Sistemas de Protección hacia los Puestos o Consola de Ingeniería, Operación y Mantenimiento etc., evitando que su personal se vea obligado al traslado hacia el frente de los equipos con el fin de obtener la información necesaria para la eventual evaluación y análisis de fallas y/u operaciones de las protecciones. Los sistemas de comunicaciones internas son el medio para cumplir con estos requerimientos.

Otro aspecto importante del sistema de comunicaciones es el uso de él para transmitir eventos, estados y otra información relevante desde el Sistema de Protección hacia el Sistema de Control y demás sistemas de la Estación Transformadora. Es de gran importancia emplear importantes anchos de banda en las comunicaciones (≥ 10 Mbps) cuando se pretende transmitir simultáneamente información tanto para la base de datos en tiempo real como la empleada para mantenimiento o análisis.

Existe una importante variedad de medios de comunicación que pueden ser usados y cada uno de ellos tienen sus beneficios y limitaciones, aunque en la actualidad, la mayor parte de los proyectos incluyen comunicaciones en Red de Área Local sobre el estándar **Ethernet** de alta velocidad.

En relación a las comunicaciones Ethernet en el ambiente de Estaciones Transformadoras, la arquitectura según la Norma IEC 61850 emplea el último paradigma vigente para la construcción de éstas al momento de la elaboración del presente documento.

Para un proyecto según esta normativa se requiere de un grado de integración importante ya que no solo rige sobre los sistemas de protección y Control (Red de Estación o Station Bus) sino también los de medidas, equipos de campo (Red de Proceso o Process Bus) y otros elementos de la Estación Transformadora.

Este hecho también obliga a realizar el proyecto de manera interdisciplinaria y simultánea puesto que deberán interactuar en ese proceso, tanto el personal de Protección, Control, Comunicaciones, como el correspondiente a Estaciones y Mantenimiento, por ejemplo en la denominación de objetos en la base de datos, procedimientos de enclavamientos, ensayos o pruebas, documentación de la subestación, esquemas funcionales, etc.

Por lo tanto, sólo se menciona la Norma IEC 61850 para que el proyectista conozca su existencia, aunque se aclara que su implementación requiere de documentación adicional. Cuando se mencione en este documento el IEC 61850 se pretenderá considerar solo el protocolo de comunicaciones que involucra de esta Norma.

Recomendaciones para la elección del Sistema de Comunicaciones internas

En este apartado se pretenderá indicar una serie de aspectos y topologías de red que podrán tenerse en cuenta para la definición básica de las comunicaciones internas de una Estación Transformadora entendiéndose que servirán para una importante cantidad de proyectos, aunque la adopción de las mismas dependerá de cada caso en particular.

Cabe aclarar que el tipo, cantidad y distribución de dispositivos o arquitectura de comunicaciones o topología de Red de la Estación Transformadora dependerá de gran manera no solo del empleo de redundancia, sino también de la ubicación (layout) de los equipos de maniobra eléctrica, sala de celdas de Media Tensión, sala de control, etc. dentro del predio de la Estación.

En relación al medio físico recomendable, cabe aclarar que el óptimo para este tipo de aplicaciones es la fibra óptica, pues esta presenta inmunidad a la interferencia electromagnética. Otra opción es el cobre apantallado; también existe la posibilidad de emplear una combinación de ambas, pues se debe mantener una relación costo / beneficio conveniente, puesto que la instalación (cableado) también es un factor que debe tomarse en cuenta.

Dada la importancia para el proyecto, no deberán perderse de vista tanto los **protocolos de comunicaciones** como el método de **sincronización horaria** de los equipos a integrar al proyecto (en el caso de una ampliación) o en la selección de los mismos (en el caso de un nuevo proyecto), puesto que si el protocolo elegido no posee manejo de sincronización horaria en forma



nativa, se deberá adicionar al proyecto un sistema de sincronización horaria basado en señal de posicionamiento global o GPS.

Por último, en el caso de vincular de la Red de Área Local de la Estación Transformadora a una Red de Área Amplia (WAN) o Red Corporativa⁵, será necesaria la incorporación de algún dispositivo enrutador (Router) para direccionar el tráfico de información y un Cortafuegos (Firewall) para brindar seguridad básica. Si por aquellas políticas de seguridad definidas por el usuario fuera necesario proteger la Estación Transformadora frente a ataques, convendrá investigar las medidas de **Ciberseguridad** recomendables, según el estado del arte de ese momento.

Topologías de redes Ethernet

En el caso de adoptar el uso de redes de datos Ethernet de alta velocidad (ya sean de 10 / 100 / 1000 Mbps o mayores) para las comunicaciones internas de la Estación Transformadora, existe una variedad de topologías que se puedan adoptar.

En primer lugar, deberá decidirse si la envergadura e importancia de la instalación requiere exigencias adicionales de seguridad, confiabilidad y disponibilidad como para buscar una topología con mayor grado de tolerancia a fallas además de las seguridades o confiabilidad inherente a los equipos activos a emplear en la red de comunicaciones.

La topología adoptada debe adaptarse a la ubicación de los IEDs, puesto que no siempre es posible llevar a ellos el cableado y entonces se deben reagrupar los elementos activos de la red de comunicaciones⁶; además ésta permite obtener un determinado grado de redundancia, influyendo de ese modo en la disponibilidad de la Red de Área Local (LAN) de la Estación Transformadora.

Por otro lado, la redundancia requiere mecanismos de recuperación de las comunicaciones ante fallas y su tiempo de respuesta también determina la disponibilidad.

La redundancia permite dotar al sistema de comunicaciones una mayor tolerancia a fallas tanto de los Switches como de los vínculos de comunicación (cables de cobre, de fibra óptica, etc.).

Cabe aclarar que para evitar la pérdida de información, se debe tomar en cuenta que no solo depende de la robustez (tolerancia a fallas) de la red de datos, sino también de la programación de los dispositivos inteligentes involucrados en la Red.

⁵ **PARA LA OPERACIÓN REMOTA DE LA ESTACIÓN (TELECONTROL), INTERROGACIÓN Y CONFIGURACIÓN REMOTA DE LOS IEDS, CONCENTRADOR DE DATOS Y PARA OTROS SERVICIOS QUE PUEDAN SER REQUERIDOS POR EL PERSONAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA.**

⁶ **LLÁMENSE CONMUTADORES (SWITCHES) ETHERNET, SERVIDORES SERIALES, ETC.**

Dado que los vínculos de comunicación son lo más vulnerables de la red, lo más común es que en la elección de la topología más adecuada se considere más la tolerancia a fallos de los vínculos que de los Switches.

Entre las topologías de redes usadas en subestaciones, se pueden distinguir las siguientes, partiendo desde la más simple a las más complejas, siempre haciendo referencia exclusivamente a la conexión entre los distintos switches.

Ver Figuras en página siguiente.

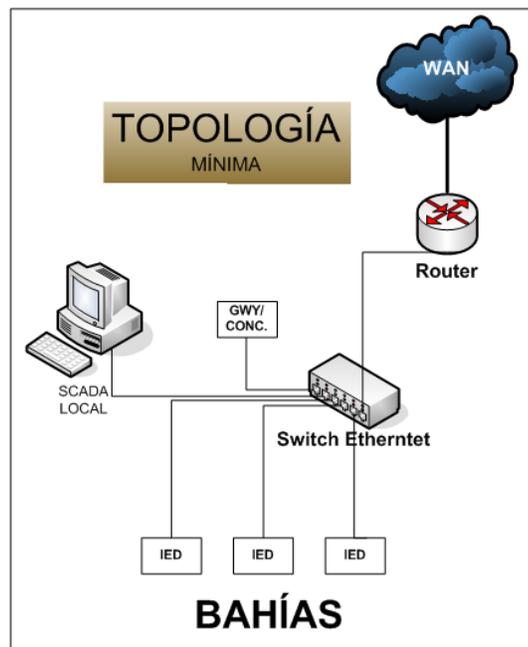


Figura 1 – ANEXO A – Topología de Redes – Topología Mínima

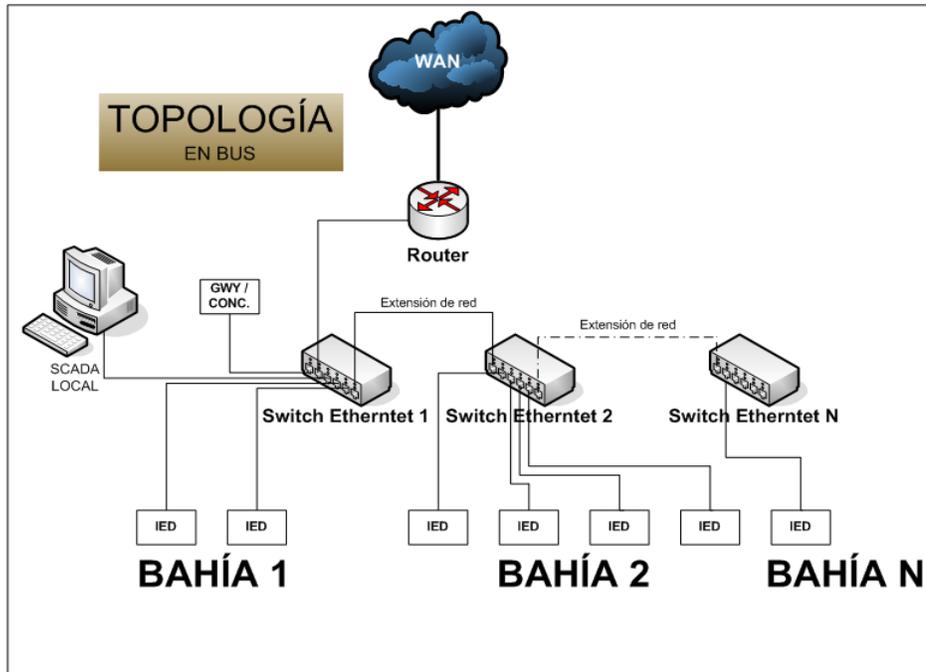


Figura 2 – ANEXO A - Topología de Redes - Topología en Bus

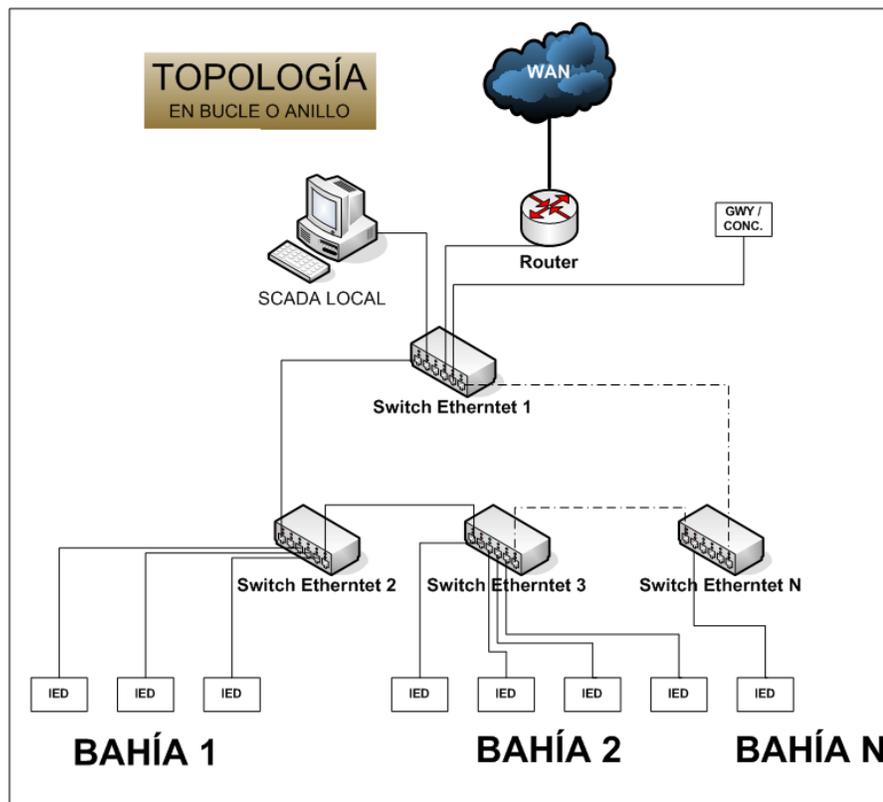


Figura 3 – ANEXO A - Topología de Redes - Topología en Bucle o Anillo

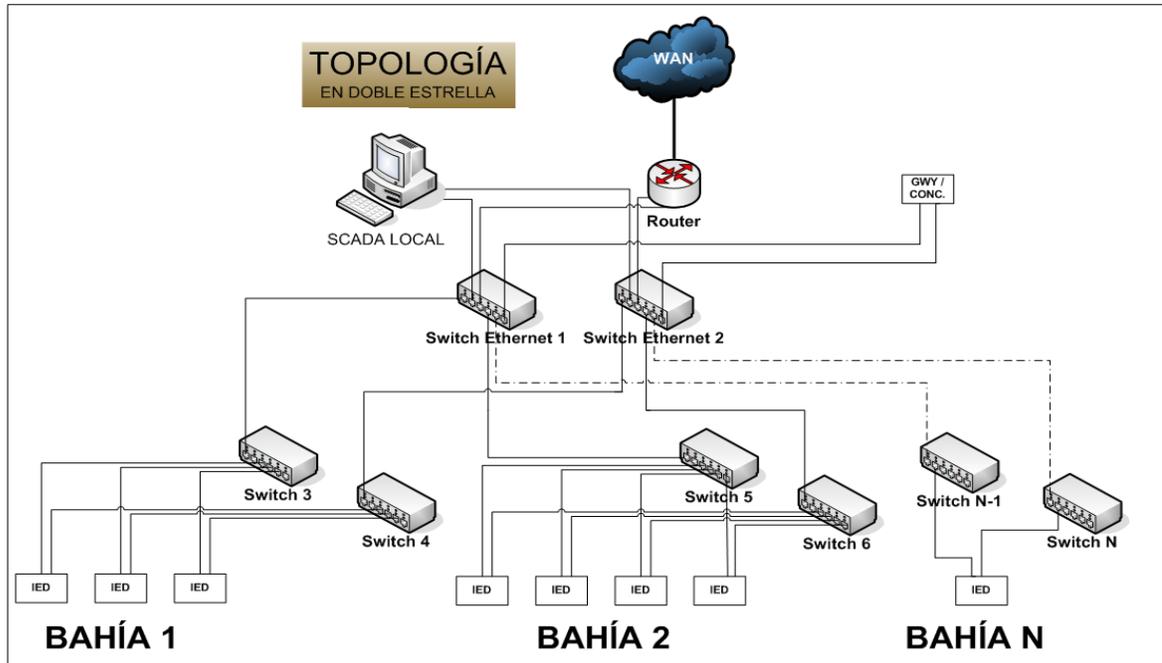


Figura 4 – ANEXO A -- Topología de Redes - Topología en Doble Estrella

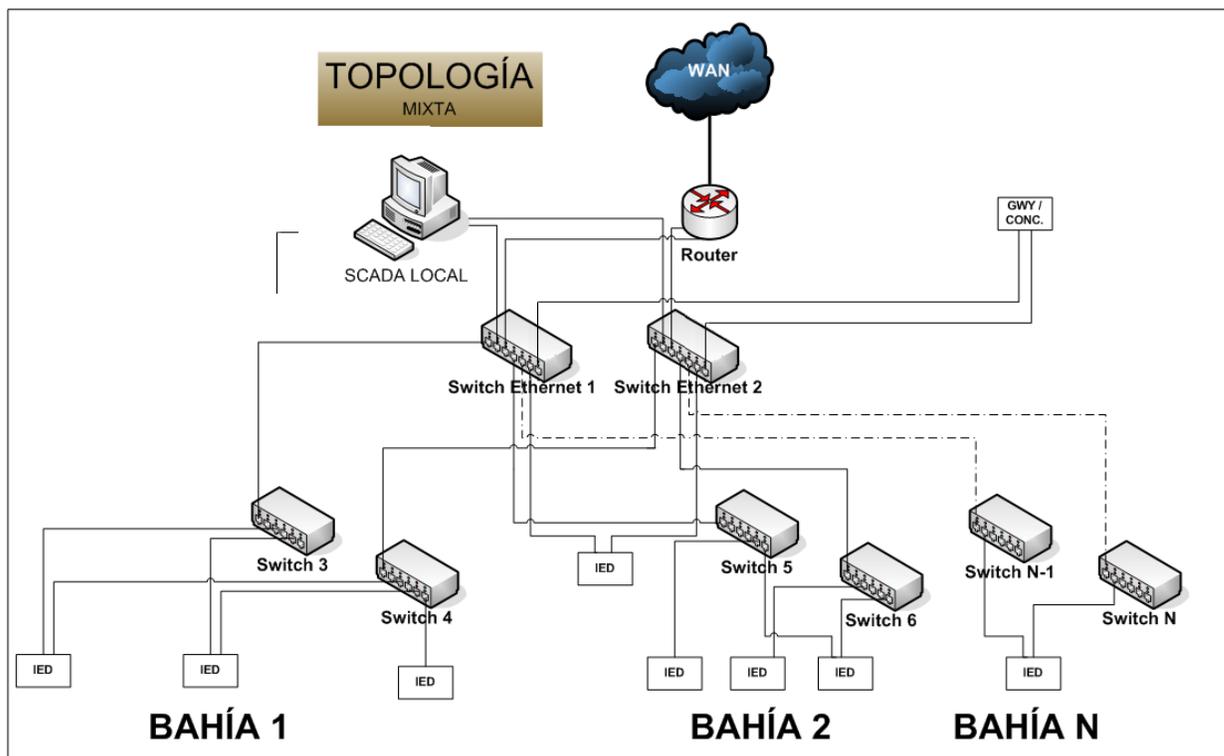


Figura 5 – ANEXO A - Topología de Redes - Topología Mixta

A continuación se comparan distintos aspectos de las mismas:

TOPOLOGÍA	DISPONIBILIDAD	RELACIÓN COSTO	COMPLEJIDAD
Mínima	Muy baja	Bajo	Muy baja
Bus	Media / baja	Medio	Baja
Doble Estrella	Muy alta	Muy alto	Media
Mixta	Alta	Alto	Media
Anillo	Alta	Muy alto	Alta

Debe prestarse atención en que algunas de ellas requieren que los IEDs a vincular deben contar con puerto de comunicaciones Ethernet Redundante⁷, característica que debe ser tenido en cuenta al momento de especificar los IEDs.

A grandes rasgos se puede pensar que para contar con un sistema resistente a fallos de vínculos requerirá paralelismo de puertos en los Switches y para contar con mayor resistencia a fallos de Switches, se requerirán IEDs con puertos redundantes.

A continuación se mostrará una de las mencionadas topologías mencionadas anteriormente que es muy usada en la actualidad con un poco de detalle como para mostrar que, en algunos casos, pequeños cambios producen grandes beneficios respecto de la disponibilidad de la red.

Se cuenta con una Estación Transformadora cuyas instalaciones cuentan con una sala de control y comunicaciones, y varios kioscos a lo largo del predio.

Ahora bien, si además contamos con redundancia en los Sistemas de Protecciones (llamados Sistema 1 y Sistema 2) y asumiendo que la información requerida desde cada uno de ellos es idéntica (en cierto modo), podremos emplear un equipo concentrador de datos, SCADA, etc. que interroga a cada sistema usando cada uno de los caminos alternativos, tal como muestra la siguiente figura.

- Ver Figura 6 en página siguiente

⁷LA REDUNDANCIA CONSISTE EN PUERTO PRINCIPAL Y PUERTO DE BACKUP. EL MODO DE FUNCIONAMIENTO DEPENDE DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES DE CAPA 2. POR EJEMPLO, EL PRP (IEC 62439-3) REQUIERE DE DOS PUERTOS, CADA UNO CON UNA DIRECCIÓN IP DIFERENTE: RECIBE LA INFORMACIÓN POR AMBOS PUERTOS Y DESCARTA LA INFORMACIÓN DE UNO DE ELLOS; EL HSR (IEC 62439-3), EN CAMBIO, REQUIERE DE DOS PUERTOS CON LA MISMA DIRECCIÓN IP Y DOS REDES INDEPENDIENTES A NIVEL DE SOFTWARE (SEPARACIÓN LÓGICA): LA INFORMACIÓN PROVIENE DE UNO DE LOS PUERTOS, MIENTRAS EL OTRO PERMANECE EN ESPERA.

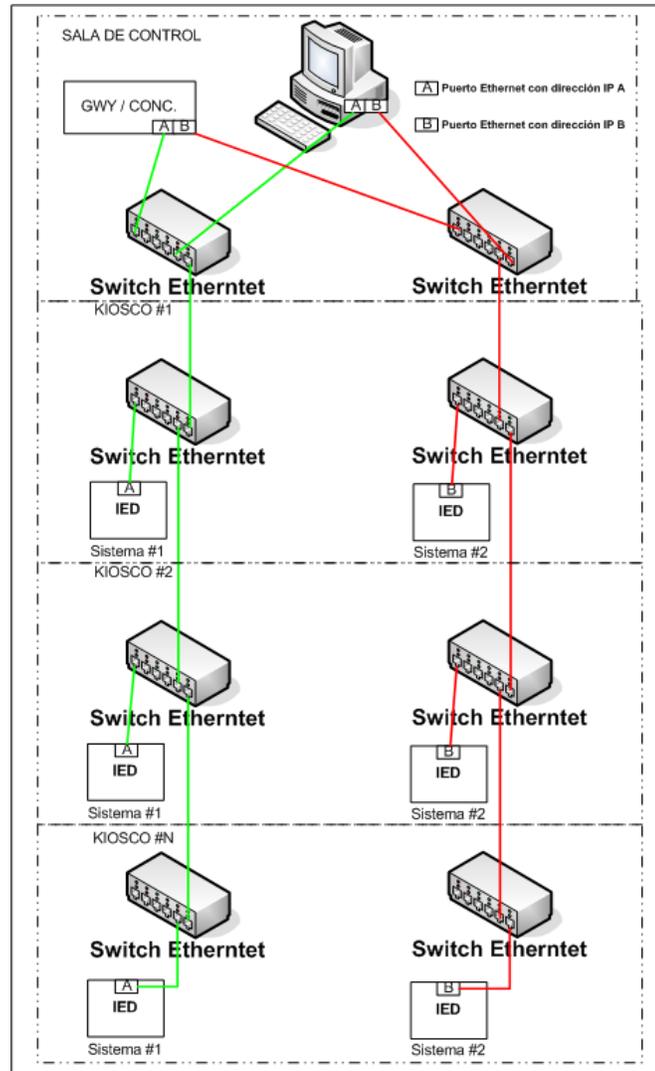


Figura 6 – ANEXO A – Esquema de Topologías I

Como puede observarse, esta topología tiene las siguientes características:

Redundancia de IEDs, donde cada uno de ellos posee simple puerto de comunicaciones Ethernet.

No posee redundancia en los vínculos de comunicaciones.

Si ahora se decide implementar redundancia⁸ en los vínculos (cables) de comunicaciones, podremos mejorar la disponibilidad con un bajo impacto económico, tal como se muestra a continuación.

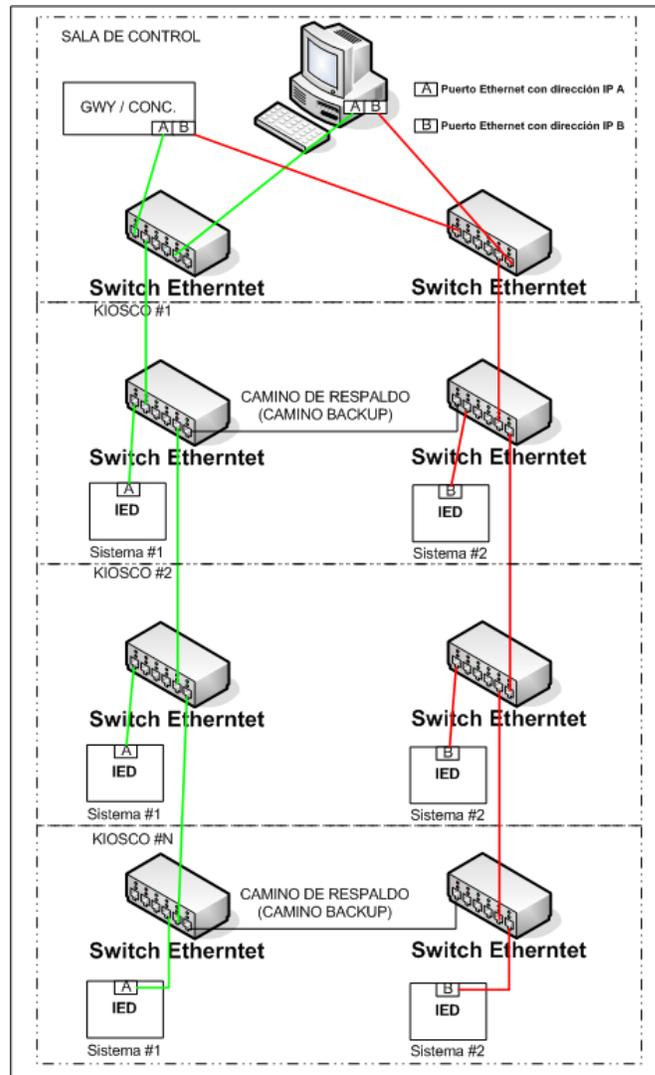


Figura 7 – ANEXO A - Esquema de Topologías II

Ahora contamos con las siguientes características:

Redundancia de IEDs, donde cada uno de ellos posee simple puerto de comunicaciones Ethernet.

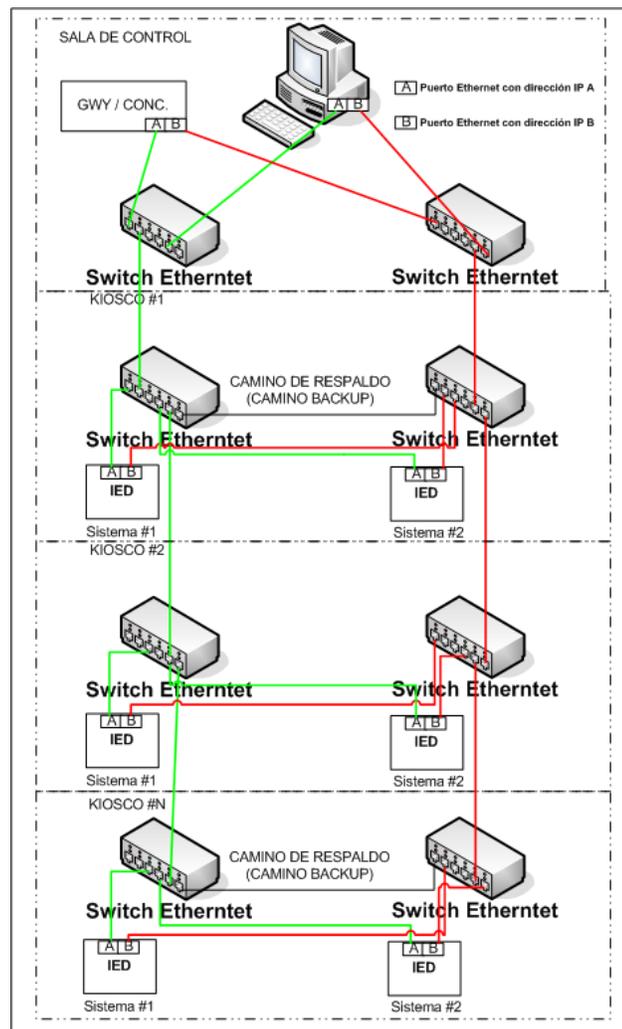
Caminos alternativos en los vínculos de comunicaciones entre Kioscos.

⁸ESTA REDUNDANCIA TIENE SENTIDO CUANDO LA REDUNDANCIA SE APLICA POR CAMINOS ALTERNATIVOS.

Las cuales dan una mayor disponibilidad del sistema como consecuencia de una mayor tolerancia a fallos⁹ del vínculo de comunicaciones entre Kioscos.

Se puede mejorar aún más la implementación dando redundancia de vínculos de comunicaciones tanto a nivel interconexión de kioscos como dentro de los mismos.

En este caso se plantea una combinación entre la topología en anillo simple entre kioscos y estrella simple dentro de cada uno de ellos. Ver el siguiente esquema:



⁹CABE ACLARAR QUE TANTO LOS VÍNCULOS DE COMUNICACIONES ENTRE EL CONCENTRADOR DE DATOS, SCADA, ETC. Y LOS PRIMEROS SWITCHES DE LA RED, COMO LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES Y LOS ÚLTIMOS SWITCHES DE LA RED POSEEN UNA MENOR PROBABILIDAD DE FALLO. RECUÉRDSE QUE LAS PROTECCIONES (IEDS) Y LOS ÚLTIMOS SWITCHES QUE VINCULAN ALGUNOS IEDS DE LA RED SE ENCUENTRAN DENTRO DE ALGUNO DE LOS KIOSCOS.

Figura 8 – ANEXO A - Esquema de Topologías III

Como se hizo en los análisis anteriores, aquí contamos con las siguientes características en la red planteada:

- Redundancia de IEDs, donde cada uno de ellos posee puerto de comunicaciones Ethernet redundante.
- Caminos alternativos en los vínculos de comunicaciones entre Kioscos.
- Redundancia en los vínculos de comunicaciones dentro de los Kioscos.

Estrategia para el caso de una Estación Transformadora existente

Dependiendo de la antigüedad de la Estación en cuestión, si no se contara con una Red de comunicaciones Ethernet, por lo general habrá una o más redes seriales (generalmente RS485) para la adquisición de los datos provenientes de los Sistemas de Protección.

Para modernizar la misma, no será imprescindible ni reemplazar los Sistemas de Protección ni las redes de comunicaciones, sino simplemente se podrá incorporar la/s misma/s a uno o más dispositivos denominados servidores seriales.

Dada las características de las comunicaciones Ethernet, prácticamente cualquier comunicación serie podrá “montarse” sobre una Ethernet, independientemente del protocolo de comunicaciones empleado.

Para el caso particular en que se requieran mantener comunicaciones seriales aunque se decida transportar la información sobre Ethernet, en relación a la topología a adoptar, sigue siendo válido lo expresado en los puntos anteriores, con la consideración que se incorporarán a la red Switches Ethernet con funcionalidad de servidores seriales¹⁰ que permitirán implementar “Túneles Ethernet” que mantienen las conexiones punto a punto o punto – multipunto de las redes seriales.

¹⁰LOS SERVIDORES SERIALES SON LOS DISPOSITIVOS QUE PERMITEN MONTAR LAS COMUNICACIONES SERIE SOBRE ETHERNET.

COMITÉ DE ESTUDIO

Participantes	Empresa
Ing. Alaniz Juan Carlos	EDENOR SA – Presidente
Ing. Vázquez Sergio	EDESUR SA – Secretario - Coordinador Guía
Ing. Del Giorgio Guillermo	Coordinador por ATEERA
Ing. Campos Ariel	TRANSBA SA
Ing. Maxit Armando	ENERSA
Ing. Di Palma Carlos	TRANSMISIÓN ELÉCTRICA SA
Ing. Pellizzoni Rodolfo	Consultor
Ing. Sens Luis	Consultor
Ing. Gomez Rubén	EPEN
Ing. Montepagano Daniel	EASTEL SA
Ing. Molina Gonzalo	ALCATEL-LUCENT SA
Ing. Martinez Alejandro	ABB SA
Ing. Cascassi Alfredo	EDESUR SA
Ing. Roizen Fabián	EPEN
Ing. Moltedo Mario	SIEMENS SA
Ing. Lichtig Ariel	ARTEC Ingeniería SA
Ing. Jaume Darné	Pullnet Technology
Ing. Gallo Gabriela	ABB SA
Ing. Fonoll Edgardo	DISTROCUYO SA
Ing. Neuah Fabián	GENERAL ELECTRIC/AUTOTROL SA
Ing. Catriel Basile	EDESUR SA
Ing. Lozada Oscar	DISTROCUYO SA

Ing. Stornelli Claudio	ZIV-CONTROLES COMUNICACIONES
Ing. Narvaez Fernando	PRYSMIAN SA
Ing. Belossi Jorge	OPTRAL-QUALITY NET SA
Ing. Estavillo Federico	SECCO SA
Ing, Veas Enrique	DISTROCUYO SA
Ing. San Miguel Ernesto	EMDERSA
Ing. Lamas Nelson	EDESUR SA
Ing. Santos Ángel	Consultor
Ing. Bonassi Ariel	EPE
Ing. Carlsson Cristian	ABB SA
Ing. Arlettaz Daniel	ENERSA
Ing. Kisielewsky Ernesto	EDENOR SA
Aqto. Legrand Gabriel	EDESUR SA
Ing. Lemole Gastón	ENERSA
Ing. Martínez Fayo José María	ENERSA
Ing. Moyano Marcelo	ENERSA
Ing. Sirabonian Norberto	Consultor

INTEGRANTES DEL COMITÉ DE ESTUDIO QUE HAN PARTICIPADO EN LA REDACCIÓN DE LA GUÍA DE DISEÑO
PARA SISTEMAS DE PROTECCIONES DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS

Participantes	Empresa
Ing. Neuah Fabián	GENERAL ELECTRIC/AUTOTROL SA
Ing. Maxit Armando	ENERSA
Ing. Carlsson Cristian	ABB SA
Ing. Lichtig Ariel	ARTEC Ingeniería SA