

Bogotá D. C., 21 de mayo de 2017

Doctor
Jorge Alberto Valencia Marín
Director General
Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Ciudad



Radicado No: 20171110027972
Destino: 100 DIRECCION GENERAL - Rem: CONSEJO NACIONAL D
Folios: 0 Anexos: 19 FOLIOS Copias: 0
2017-05-22 14:40 Cód ver: a4de3

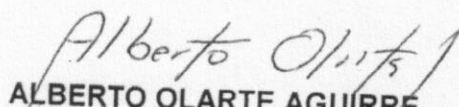
Asunto: Presentación del documento CNO "Esquemas Normalizados de Protección Recomendados para Nuevos Proyectos de Líneas y Barras en el SIN colombiano".

Respetado Doctor Valencia:

El Consejo Nacional de Operación en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el ejecutor del Reglamento de Operación, elaboró el documento del asunto, con el objetivo de mantener e incrementar los criterios de confiabilidad, rapidez, seguridad y fiabilidad de los sistemas de protecciones del SIN. Consideramos que este documento de lineamientos, fruto del trabajo de más de un año del Subcomité de Protecciones del Consejo, es un referente para la definición de los Documentos de Selección de las obras definidas y convocadas por la UPME, e inclusive, para los nuevos proyectos que la Unidad conceptúe.

Adicionalmente, manifestamos nuestra disposición de realizar una presentación del documento en las sesiones del CAPT, ya sea en su reunión mensual o en alguna jornada del grupo técnico y regulatorio.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

C.C. Pablo Franco Restrepo. Presidente Comité Asesor Planeamiento de la Transmisión-CAPT. - enviado e mail

Adjunto lo anunciado



Consejo Nacional de Operación

ESQUEMAS NORMALIZADOS DE PROTECCIÓN RECOMENDADOS PARA NUEVOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y BARRAS EN EL SIN COLOMBIANO

Revisión	Fecha	Descripción
0	2017-04-21	Este documento incluye la primera propuesta con algunos sistemas de protección recomendados para Líneas de transmisión y barras de Nivel IV o superior.

Subcomité de Protecciones



Consejo Nacional de Operación

CONTENIDO

1	Objetivo	3
2	Antecedentes	3
3	Campo de Aplicación	3
4	Referencias	3
5	Definiciones.....	4
6	Abreviaturas	6
7	Consideraciones Generales de los SP	6
7.1	Esquema de Protección normalizado para líneas.....	8
7.1.1	Características generales para los relés de protección de líneas	9
7.2	Esquemas de protección para líneas de transmisión a nivel de STN.	13
7.3	Esquemas de protección para líneas de Subtransmisión a nivel de STR	14
7.4	Protecciones normalizadas para Barras.....	17
8	Estudios recomendados a realizar previo a las convocatorias para la selección de sistemas de protección	18



Consejo Nacional de Operación

1 Objetivo

Presentar una propuesta de esquemas normalizados de protección para nuevos proyectos de líneas de transmisión y barras, en el Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN-, orientada a mantener e incrementar los criterios de confiabilidad, rapidez, seguridad y fiabilidad de los sistemas de protecciones del SIN a partir del nivel de tensión 4, los cuales se encuentran consignados en la resolución CREG 025 de 1995

2 Antecedentes

En la reunión número 144 del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) de la UPME realizada el 18 de marzo de 2016, el CND presentó una propuesta de implementación de mejores prácticas en el área de las protecciones eléctricas para los nuevos proyectos, en la cual se trataron los siguientes temas: importancia de una adecuada selección de los sistemas de protección para los nuevos proyectos de expansión y su impacto en el Sistema Eléctrico de Potencia, considerando los resultados de los análisis del proyecto "Planes de Defensa" realizado para el SIN Colombiano y las necesidades identificadas en los sistemas de protección de los análisis realizados por XM para los eventos presentados en el SIN.

El CAPT en la reunión 145, solicitó al Subcomité de Protecciones sus comentarios frente a la propuesta presentada por XM en la reunión número 144.

3 Campo de Aplicación

Aplica para todas las líneas de subtransmisión, transmisión y subestaciones a partir del nivel de tensión 4¹.

4 Referencias

- ✓ Resolución CREG 025 de 1995 "Código de Redes"
- ✓ Resolución CREG 070 de 1998 "Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica"

¹ Según la resolución CREG 097 de 2008, Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV



Consejo Nacional de Operación

- ✓ Resolución CREG 080 de 1999
- ✓ Resolución CREG 097 de 2008
- ✓ Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE
- ✓ IEEE Std C37.113 de 2015
- ✓ IEEE Std C37.119 de 2016
- ✓ IEEE Std C37.234 de 2009

5 Definiciones

Sistema de Protección -SP-

Conjunto de elementos dispuestos en un Sistema Eléctrico de Potencia -SEP- cuyo propósito es proteger las personas, los equipos de potencia y el sistema eléctrico, minimizando el impacto causado por la aparición de disturbios² preservando la integridad, confiabilidad y estabilidad del SIN Colombiano. El SP está compuesto por relés de protección, sistemas de comunicación, circuitos de control, sistemas de alimentación de corriente directa, transductores; asimismo, cualquier otro dispositivo implementado para cumplir el propósito mencionado.

Relés de Protección

Dispositivos que se utilizan normalmente para detectar condiciones de falla en el elemento protegido y comandar apertura a los interruptores asociados para despejar la falla.

Esquemas de Protección -EP-

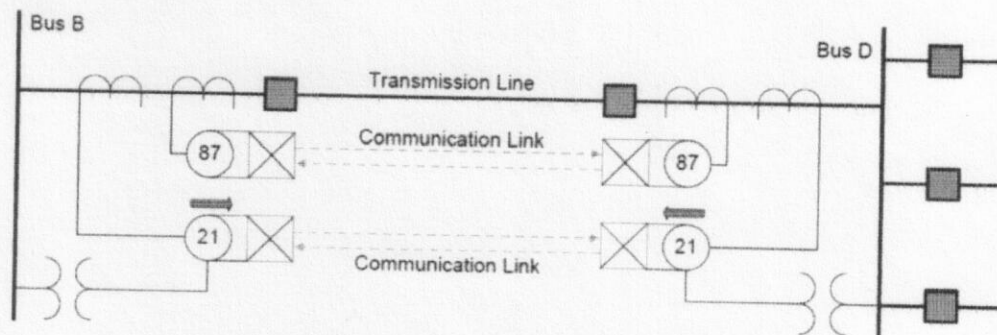
Grupo o arreglo de relés de protección y lógicas de protección, que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos, detectando condiciones anormales de operación para mantener la seguridad del sistema de potencia, la integridad de los equipos y de las personas.

Redundancia

Según NERC, un SP redundante es aquel sistema que está compuesto por dos o más sistemas de protecciones equivalentes para la protección de un solo activo del SEP. Es decir, dos o más SP independientes que compiten en la detección y despeje de una falla. Por ejemplo, la línea desde el bus

² Evento no planeado que produce una condición anormal en el SIN; cualquier perturbación en el SIN; un cambio inesperado en el Error de Control de Área -ACE- causado por una pérdida repentina de generación o de la carga del SIN. Los disturbios pueden ser balanceados o desbalanceados.

B al bus D mostrada en la siguiente figura está protegida por un SP con diferencial de línea (ANSI 87) así como por un SP con relé distancia (ANSI 21) y disparo permisivo transferido en sobre alcance (POTT). Ambos SP funcionan de forma independiente y aseguran que la línea se desconecta del resto del SEP en caso de que se produzca una falla en la zona de protección de línea. Los dos sistemas de protección son funcionalmente equivalentes y no comparten componentes; Por lo tanto, se consideran sistemas de protección redundantes³.



Redundancia en sistemas de protecciones⁴

OPLAT – Ondas Portadoras en Líneas de Alta Tensión

Conjunto de equipos y medios (equipo OPLAT, cable de R.F. acoplador de impedancias, dispositivo de potencial, trampa de onda y línea de transmisión) necesarios para transportar diferentes tipos de servicios a través de señales de radiofrecuencia (30-500 kHz). Estos sistemas normalmente operan bajo dos esquemas posibles de modulación SSB (*Single Side Band*) y FSK (*Frequency Shift Keying*).

SIR – “Source-to-line Impedance Ratio”

Es la relación de la impedancia de la fuente detrás del relé con respecto a la impedancia de la línea.

Multiplexado

Equipo de comunicación capaz de agrupar (multiplexación) varios canales individuales a su entrada, y proporcionar a su salida un solo canal conteniendo a los mismos; agrupados en una banda de frecuencia (caso analógico) o en una trama de tiempo (caso digital); también efectúa la de multiplexación de la señal recibida del extremo colateral.

³ IEEE C37.113 de 2015 - 4.6 Redundancy and backup considerations

⁴ IEEE C37.113 de 2015 - 4.6 Redundancy and backup considerations

6 Abreviaturas

- ANSI 21/21N: Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra.
- ANSI 50BF: Protección de falla de interruptor.
- ANSI 67/67N: Protección de sobre corriente direccional de fases y neutro.
- ANSI 79: Relé de Recierre.
- ANSI 25: Relé de Chequeo de Condiciones de Sincronismo.
- ANSI 85⁵: Relé portador o receptor de hilo piloto
 - 85 L: Esquema en comparación direccional de secuencia cero, positiva o negativa, o de onda viajera o superpuesta.
- ANSI 87L: Protección diferencial de líneas.
- PPL1: Protección Principal 1 de línea.
- PPL2: Protección Principal 2 de línea.
- ANSI 87B: Protección diferencial de barras.
- PPB1: Protección Principal 1 de barras
- PR: Protección de Respaldo
- PPB2: Protección Principal 2 de barras
- STN: Sistema de Transmisión Nacional
- STR: Sistema de Transmisión Regional
- PUTT: Disparo permisivo transferido en Sub Alcance (Permissive Under-reaching Transfer Trip).
- POTT: Disparo permisivo transferido en Sobre Alcance (Permissive Over-reaching Transfer Trip).

7 Consideraciones Generales de los SP

Los Sistemas de Protecciones -SP- asociados a los equipos de potencia tales como generadores, barras, líneas, transformadores y compensaciones, en nivel de tensión 4 o superior, deben ser redundantes, de tal forma que permitan la ejecución de labores de mantenimiento de uno de los SP sin indisponer el equipo de potencia, conservando un nivel de protección adecuado, es decir, que permita

⁵ IEEE C37.2-1991 – ANSI 85: *Carrier or pilot-wire receiver relay. A relay that is operated or restrained by a signal used in connection with carrier-current or dc pilot-wire fault relaying.*



Consejo Nacional de Operación

despejar las fallas o minimizar el impacto causado por la aparición de disturbios en forma selectiva preservando la confiabilidad y estabilidad del SIN Colombiano.

Adicionalmente los SP deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Ser confiables y seguros, y estar diseñados y ajustados para detectar y reducir el impacto de fallas en el SIN. Los SP deben disminuir el impacto de fallas eléctricas sobre los equipos e instalaciones del SIN y evitar poner en peligro la vida de personas y animales.
- Ser selectivos y estar ajustados para aislar el elemento fallado y evitar trasladar los efectos de las fallas a otros elementos del SIN.
- Cada SP debe tomar las señales de corriente y tensión, de diferentes devanados secundarios de los transformadores de corriente y tensión.
- Las fuentes de alimentación de corriente directa para los SP de nuevas subestaciones debe ser redundante, es decir se debe considerar el uso de doble rectificador, doble banco de baterías y un circuito de alimentación independiente para la PP1 y otro circuito para la PP2. Para la conexión de nuevas bahías en subestaciones existentes, se debe revisar la posibilidad técnica de cumplir con este requerimiento.
- Las fuentes de alimentación de corriente directa -DC- deben ser independientes para cada Subestación, es decir que un sistema de alimentación DC no debe ser compartido por dos subestaciones diferentes o con la alimentación DC de una central de generación. Por ejemplo la subestación A 220 kV debe ser considerada diferente de la subestación A 110 kV.
- Los interruptores de potencia, de los SP, deben tener dos bobinas de disparo alimentadas por diferentes circuitos de corriente directa y se les debe implementar la supervisión en posición abierto y cerrado a las bobinas de disparo del interruptor.
- Cada interruptor de potencia deberá tener asociado su propio relé de falla interruptor (ANSI 50BF), asimismo esta protección deberá ser implementada en un equipo independiente de las protecciones principales de línea o de transformador (PP1 y PP2), usualmente, esta protección se implementa en un relé independiente o en la protección diferencial de barras.
- El SP de línea debe tener funciones de recierre automático (ANSI 79) disponibles y de chequeo de sincronismo (ANSI 25) para las líneas de transmisión y subtransmisión en niveles de tensión a partir de 110 kV en configuración anillada o radial.
- Los SP debe usar la función de disparo y bloqueo maestro (ANSI 86⁶) asociados a la actuación de protecciones ANSI 50BF, ANSI 87T, ANSI 87B, protecciones mecánicas de los transformadores y donde adicionalmente el agente requiera implementar disparos definitivos en el sistema de protecciones y control.

⁶ Relés con la capacidad de emitir disparos definitivos que bloqueen el recierre.

- Las líneas en nivel de tensión 4 o superior deben contar con dos equipos de protección, que dispongan cada uno de funciones de protección principal y de respaldo. Para líneas en condición no radial se debe proveer de un esquema de teleprotección⁷.
- El esquema de teleprotección debe permitir al menos cuatro (4) señales, tres asociadas a las protecciones principales PP1 y PP2 y una para disparos transferidos directos (por sobretensión y falla interruptor).
- Cuando por causa de cumplir los requerimientos de una convocatoria se requiera el cambio de protecciones en una bahía que pertenece a otro operador, se deben definir los lineamientos o criterios para su implementación.

7.1 Esquema de Protección normalizado para líneas.

Un factor fundamental en un sistema de protección es la capacidad con la que cuentan los relés de protección para detectar una falla con una sensibilidad específica de operación. La sensibilidad de un sistema de protección, se ve afectada ante varios factores como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de tensión propias de la red, longitud de los circuitos, nivel de cortocircuito del nodo y un alto valor del SIR, este último en el caso de tener una función distancia como una protección principal de línea, según la guía IEEE Std C37.113-2015, podría originar un sobre-alcance en las protecciones.

Si el SIR es mayor a 4, la variación de tensión será pequeña para una falla en la línea o fuera de ella y los errores de medición pueden alterar el cálculo de los alcances, es decir, posibles problemas de sobre-alcance en la protección, por lo tanto, la estimación del SIR⁸ es un parámetro que se debe considerar para una correcta selección de los esquemas de protección en las líneas de transmisión.

La clasificación de la longitud de una línea de transmisión y subtransmisión, se define con base en su SIR:

$SIR \geq 4$ Línea Corta

$0.5 > SIR > 4$ Línea Media

$SIR \leq 0.5$ Línea Larga

⁷ Recomendación dada por el subcomité de protecciones en el acta de reunión No 48.

⁸ Subcomité de Protecciones Reunión No. 52: Metodología para la estimación del SIR (12/10/2016)



Consejo Nacional de Operación

7.1.1 Características generales para los relés de protección de líneas

Para la implementación de los SP es importante considerar las siguientes características de las funciones de protección:

En todos los esquemas de protección indicados a continuación deben considerar funcionalidad de selección de fases.

Esquema por comparación direccional de secuencia cero o negativa ANSI 85 L

Este esquema debe tener incorporado como mínimo las siguientes funcionalidades:

- Esquema de comparación direccional con opción de habilitar y deshabilitar la lógica de eco y/o fuente débil.
- Unidades de sobrecorriente para fallas a tierra (unidad direccional con posibilidad de seleccionar diferentes cantidades o magnitudes de polarización de secuencia negativa o de secuencia cero)
- Detector de *Fuse Failure*: falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo.
- Lógica de inversión de corriente. El relé debe contar con esta función independientemente de que se tengan líneas paralelas o no.
- Lógica de selección de fases
- Unidad de bloqueo del disparo por oscilaciones de potencia.
- Capacidad para operar en líneas con compensación serie y/o paralela.
- Localización de fallas.

Esquema por comparación direccional de onda superpuesta ANSI 85 L

Este esquema debe tener incorporado como mínimo lo siguiente:

- Esquema de comparación direccional basado en la relación directa o en la polaridad relativa de los incrementos de tensión y corriente, para utilizarse con un sistema de comunicación que puede ser OPLAT o fibra óptica.
- Lógica de teleprotección seleccionable: (POTT, con la opción de habilitar y deshabilitar la lógica de eco y/o de fuente débil).
- Aplicable a líneas paralelas con inversión de corriente.
- Detector de *Fuse Failure*: falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo.
- Preparado para operar en líneas con compensación serie y/o paralela.
- Localización de fallas.
- Funciones adicionales de respaldo como distancia y sobrecorriente direccional



Consejo Nacional de Operación

Protección diferencial de línea ANSI 87L.

Este relé debe tener incorporado como mínimo lo siguiente:

- Alarma y bloqueo por falla de canal de comunicación.
- Alarma y bloqueo por asimetría⁹ con un ajuste mínimo de 5 ms.
- Soportar una latencia¹⁰ máxima de 16 ms y contar con alarma y bloqueo por retardo de canal.
- Funciones adicionales de protección de distancia con al menos tres zonas hacia adelante, con medición para fallas entre fases y medición para fallas de fase a tierra.
- Compensación interna mediante ajustes del relé para diferentes relaciones de TC's en los extremos remotos de la línea de transmisión o subtransmisión.
- Unidades de selección de fases en líneas donde se tengan asociados interruptores de mando monopolar.
- Operación de disparo monopolar en líneas donde se tengan asociados interruptores de mando monopolar.
- Función de autodiagnóstico.
- Función de localización de fallas.
- Funciones adicionales de respaldo como distancia y sobrecorrientes direccionales.
- Los relés de protección principal PPL1 y PPL2 deben tener disponible la función o la lógica de Switch On To Fault (SOTF).

Compensación interna y/o detección de corriente capacitiva de la línea. Adicionalmente, para aplicaciones con fibra óptica dedicada, el relé debe contar con rangos de potencia óptica para corto alcance ($SIR > 4$) y largo alcance ($SIR < 4$) así como la sensibilidad óptica necesaria, para evitar saturación o quedar por debajo del umbral de sensibilidad, de acuerdo con las características de la fibra óptica y la longitud óptica que se establezcan.

Por otro lado, es necesario establecer las características del enlace de fibra óptica en donde se incluya la distancia a cubrir y el tipo de fibra óptica requerida, con la finalidad de que el cálculo de ingeniería defina la atenuación total, la potencia del transmisor y la sensibilidad del receptor para un óptimo enlace de comunicación.

Protección distancia de línea ANSI 21L (21/21N).

⁹ IEEE std C37.94-2002, IEEE Estándar for N Times 64 Kilobit Per Second Optical Fiber Interfaces Between Teleprotection and Multiplexer Equipment.

¹⁰ ANSI C93.5-1997, American National Standard Requirements for Single Function Power-Line Carrier Transmitter/Receiver Equipment



Consejo Nacional de Operación

Este relé debe tener incorporado como mínimo lo siguiente:

- Esquema microprocesado de distancia con 3 zonas de protección hacia adelante y debe contar con una cuarta zona con la opción de seleccionar su direccionalidad hacia atrás o adelante *full scheme*.
- Característica cuadrilateral. Como función opcional se puede incluir la característica mho.
- Esquema de comparación direccional con lógica programable PUTT/POTT.
- Unidad de bloqueo del disparo por oscilaciones de potencia.
- Detector de *Fuse Failure*: falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo.
- Lógica de inversión de corriente. El relé debe contar con esta función independientemente de que se tengan líneas paralelas o no.
- Preparado para operar en líneas con compensación serie y paralela.
- Localización de fallas.
- Unidades de selección de fases en líneas donde se tengan asociados interruptores de mando monopolar.
- Funciones de respaldo como protecciones de sobrecorriente direccional ANSI 67/67N.
- Los relés de protección principal PPL1 y PPL2 deben tener disponible la función o la lógica de Switch On To Fault (SOTF).
- Función de autodiagnóstico.
- Lógica de selección de fases

Protección de sobrecorriente ANSI 67/67N.

Se aceptan como función de respaldo de las protecciones PPL1 y PPL2, de líneas de transmisión o subtransmisión. Este relé debe tener incorporado como mínimo lo siguiente:

- Unidades de medición de corriente para fallas de fase a tierra y de fase a fase, con curvas características de operación de corriente contra tiempo seleccionable. Que cumplan con las curvas normalizadas IEC y ANSI típicas tales como inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa. Adicionalmente debe contar con unidades de sobrecorriente direccional de tiempo definido.
- Las unidades de sobrecorriente para fallas a tierra con unidad direccional con posibilidad de seleccionar diferentes cantidades o magnitudes de polarización de secuencia negativa o de secuencia cero.

NOTA: En caso que se pretenda adquirir un relé que permita solo seleccionar cantidades o magnitudes de polarización de secuencia negativa o que permita solo secuencia cero, se debe realizar previamente un análisis de polarización de los relés ANSI 67N, ya que cuando se va



Consejo Nacional de Operación

usar protección ANSI 67N en una línea de transmisión, dependiendo del nodo del Sistema Eléctrico de Potencia, puede ser recomendable usar un tipo de red de secuencia de polarización en este relé, llevado a seleccionar un relé con determinada característica (secuencia negativa o cero).

- Debe contar localización de fallas.
- Debe tener función lógica de inversión de corriente.
- Detector de *Fuse Failure*: falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo.
- Función de autodiagnóstico.

7.2 Esquemas de protección para líneas de transmisión a nivel de STN

TIPO DE LÍNEA	Esquema 1		Esquema 2		Observaciones
	Medio de Comunicación PPL1	PPL1	Medio de Comunicación PPL2	PPL2	
Longitud $\leq$ 25 Km ¹¹	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	1, 2
Longitud > 25 Km SIR > 4	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1, 2
			OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1, 2, 3
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1, 3

¹¹ De acuerdo al acta de reunión No 47 del subcomité de protecciones, se considerará como línea corta aquella que sea menor o igual a 25 km en el STN y 15 km en el STR, dado lo anterior se debe tener doble esquema de protección diferencial en una línea del STN y al menos un esquema de protección diferencial en una línea del STR.

TIPO DE LÍNEA	Esquema 1		Esquema 2		Observaciones
	Medio de Comunicación PPL1	PPL1	Medio de Comunicación PPL2	PPL2	
Longitud > 25 Km SIR < 4	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1, 2
			OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67N	1

7.3 Esquemas de protección para líneas de Subtransmisión a nivel de STR

TIPO DE LÍNEA	Esquema 1		Esquema 2		Observaciones
	Medio de Comunicación PPL1	PPL1	Medio de Comunicación PPL2	PPL2	
Longitud ≤ 15 Km	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21/21N ANSI 67/67N	1, 2



Consejo Nacional de Operación

TIPO DE LÍNEA	Esquema 1		Esquema 2		Observaciones
	Medio de Comunicación PPL1	PPL1	Medio de Comunicación PPL2	PPL2	
Longitud > 15 Km SIR > 4	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	1, 2
			OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	1, 2, 3
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	1, 3

Longitud de la línea según su SIR	Esquema 1		Esquema 2		Observaciones
	Medio de Comunicación PPL1	PPL1	Medio de Comunicación PPL2	PPL2	
Longitud > 15 Km SIR < 4	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 87L + ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	1, 2
			Ninguno	ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	1, 2
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	OPLAT	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	1
	Fibra Óptica dedicada o Multiplexada	ANSI 21L (21/21N) ANSI 85L ANSI 67/67N	Ninguno	ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	1, 2



Consejo Nacional de Operación

Longitud de la línea según su SIR	Esquema 1		Esquema 2		Observaciones
	Medio de Comunicación PPL1	PPL1	Medio de Comunicación PPL2	PPL2	
Líneas en condición radial	N/A	ANSI 21L (21/21N) ANSI 67/67N	N/A	ANSI 67/67N	

Observaciones

1. El esquema de protecciones de las líneas de transmisión y subtransmisión deberá consistir de dos relés independientes de protección de distinto fabricante.
2. Si al simular una falla trifásica al 90% de la longitud de la línea a proteger, estando fuera de servicio la teleprotección y considerando los tiempo de despeje de falla para esta condición, se identifica desconexiones adicionales de equipos que llevan a desconexión de demanda no previstas con el esquema de teleprotección en servicio (demanda no atendida), solicitar esquema de teleprotección redundante (sin puntos de falla comunes).
3. Para el caso de una línea con SIR mayor a 4, al seleccionar como protección principal una función distancia, como se mencionó anteriormente de acuerdo a la norma IEEE Std C37.113-2015, dependiendo del tipo de falla se pueden presentar posibles problemas de sobrealcance en la protección, en este caso es recomendable realizar análisis previos para determinar que esta selección es la más adecuada. Por lo tanto, se sugiere que para estos proyectos se solicite desde la convocatoria protecciones diferenciales para las líneas y/o validar si se requieren esquemas alternativos como el *WEAK-INFEED*.

7.4 Protecciones normalizadas para Barras.

Para determinar los sistemas de protección para las barras del SIN Colombiano, recomendamos a la UPME realizar en los estudios de expansión análisis de estimación de Tiempo Crítico de Despeje de Fallas (TCDF¹²), análisis de estabilidad dinámica y transitoria. Adicionalmente, se recomienda realizar análisis de restricciones causados principalmente por la indisponibilidad de la protección diferencial de barras ANSI 87B en la subestación bajo análisis. El objeto de los análisis es identificar potenciales riesgos que afecten la operación segura y fiable del SIN o colapso de una subárea eléctrica del SIN, ante la materialización de una falla en una barra del SEP asumiendo la no operación de la protección diferencial de barras.

Se plantea seleccionar el sistema de protección de barras considerando lo siguiente:

Para el caso de los nuevos proyectos a nivel subtransmisión (STR's), cuando la nueva subestación tenga dos o más circuitos alimentadores, se debe implementar protección diferencial de barras ANSI 87B.

Los relés ANSI 87B deberán ser de fase segregada y deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación, incluyendo la determinación del número de zonas de la protección.

EL relé seleccionado como protección 87B deberá contar con algoritmos de detección condiciones de saturación en los transformadores de corriente.

Respecto a la redundancia en diferenciales de barra¹³, se recomienda para aquellos casos donde se identifique desde los análisis eléctricos previos a las especificaciones de un proyecto, que por causa de una falla en barra no despejada por el esquema diferencial de barra, la consecuente salida de las unidades de generación ocasionen actuación del EDAC o desatención de demanda de toda una subárea o área del SIN. La redundancia indicada para la protección diferencial de barra hace referencia al relé de protección y núcleos independientes en los CT's y se deben considerar relés de diferente fabricante. Además:

- Se debe evitar la existencia de zonas muertas sin protección en nuevas subestaciones.
- Considerar que cuando se habla de redundancia en diferenciales de barra, no se debe entender como de diferente principio de operación, debido a que lo más recomendable es usar protección diferencial con característica porcentual que puede ser centralizada o distribuida.
- Las diferenciales de barra centralizadas se deberán instalar en diferentes tableros, de tal manera que el mantenimiento de una de las mismas no indisponga la otra protección diferencial.

¹² El TCDF es el máximo tiempo durante el cual se puede tener perturbado un SEP sin que éste pierda estabilidad.

¹³ En el acta de reunión No 50 del subcomité de protecciones, se indicó que no se va considerar la estabilidad angular de una unidad de generación por sí sola para determinar que se requiere un esquema diferencial duplicado o redundante.

La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente, la señal de corriente para cada relé de protección debe ser tomadas en forma independiente de los diferentes núcleos de los CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. En este caso, se debe tener en cuenta que los CT's deben contar con los núcleos de protección necesarios para las dos protecciones principales y las dos diferenciales de barra.

- Se debe solicitar que las características técnicas de los CT's sean seleccionadas para evitar saturación de sus núcleos de protección ante el nivel de cortocircuito que la UPME defina para la barra.

8 Estudios recomendados a realizar previo a las convocatorias para la selección de sistemas de protección

Los análisis a continuación que recomendamos incluir en los estudios de expansión de la UPME, consideran supuestos que en la fecha de entrada del proyecto podrían cambiar, por lo cual se deben ver como insumos para seleccionar los sistemas de protecciones que se requieran en los nuevos proyectos

1. Análisis de SIR para las líneas de Transmisión¹⁴

Este análisis se propone realizar para líneas mayores a 25 km en el STN y mayores a 15 km en el STR, con el objetivo de disponer de una variable que indique la impedancia del sistema en el nodo de interés y brinde información adicional para soportar las decisiones en la elección oportuna del esquema de protecciones adecuado para la línea.

2. Análisis de cortocircuito y de efectos INFEED

Este análisis se propone realizar para líneas mayores a 25 km en el STN y mayores a 15 km en el STR, con el objeto de disponer de elementos de juicio que permitan seleccionar oportunamente el esquema de protecciones más conveniente para la línea; además de visualizar a través de las condiciones de INFEED y niveles de cortocircuito para diferentes escenarios de generación demanda, la sensibilidad que se podría esperar en la detección de fallas de los relés distancia en la línea.

3. Análisis de criticidad de subestaciones y análisis de Tiempo Crítico de Despeje de Fallas

El objeto de este análisis es tener señales de aquellos casos donde se identifique desde los estudios eléctricos previos a las especificaciones de un proyecto, que por causa de una falla en barra no despejada por el esquema diferencial de barra, la consecuente salida de las unidades

¹⁴ Subcomité de Protecciones Reunión No. 52: Metodología para la estimación del SIR (12/10/2016)



Consejo Nacional de Operación

de generación ocasionen actuación del EDAC o que lleve a desatención de demanda de una subárea o área del SIN.