



red eléctrica

Una empresa de Redeia

Consulta pública de los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español

**Respuesta del OS a los
comentarios recibidos durante la
consulta pública**

Dirección de Operación
Departamento de Seguridad del Sistema

Mayo 2024

Índice

1	Introducción	1
2	Respuestas a los comentarios recibidos.....	3
2.1	Capítulo 1	3
2.1.1	Apartado1: Definición de conceptos	3
2.1.2	Apartado 2: Elementos del sistema eléctrico considerados	4
2.1.3	Apartado 3: Ámbito de aplicación	6
2.1.4	Apartado 4: Criterios de redundancia	7
2.2	Capítulo 2	9
2.2.1	Apartado 1: Requisitos de protección en módulos de generación de electricidad	9
2.3	Capítulo 3	10
2.3.1	Apartado 1: Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento	10



1 Introducción

El pasado día 5 de octubre de 2023 se publicó en el Portal de Servicios a Clientes de Red Eléctrica la propuesta del Operador del Sistema de los nuevos **Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español, CGP-SEE**, en el cambio normativo CN-022. El período para realizar comentarios finalizó el 11 de diciembre de 2023.

Se han recibido un total de **73 comentarios** de los cuales 15 comentarios se han registrado como públicos y han sido realizados por **Unión Fenosa Distribución e Iberdrola Energía España**, mientras que los 58 comentarios restantes se han clasificado como confidenciales y han sido realizados por la **Asociación de Empresas de Energía Eléctrica AELEC**—, **Repsol Generación Eléctrica**, **E-Distribución Redes Digitales** e **I-DE Redes Eléctricas Inteligentes**.

EMPRESA	Comentarios recibidos
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (AELEC)	8
E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U.	17
IBERDROLA ENERGÍA ESPAÑA, S. A.	2
I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.	14
REPSOL GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	19
UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A	13
TOTAL	73

Tabla 1: Comentarios recibidos durante la consulta pública

El objeto de este documento es reflejar los resultados del **análisis y valoración de los comentarios públicos recibidos durante el proceso de consulta pública**, así como describir las propuestas realizadas por cada uno de los agentes junto con las argumentaciones que han aportado para justificar la solicitud de modificación de los requisitos establecidos en la propuesta del OS de los nuevos CGP-SEE. Para cada uno de los comentarios se indica si se ha admitido la propuesta de modificación total o parcialmente y el cambio que supone sobre el documento inicial o si por el contrario no se ha aceptado el comentario. En este último caso se aporta además la justificación por parte del OS de la no inclusión de la propuesta de modificación solicitada por cada uno de los agentes. Adicionalmente, se incluyen aquellos comentarios que hacen referencia a dudas o aclaraciones sobre los requisitos definidos en los CGP-SEE.

En la siguiente figura se muestra la clasificación de los comentarios realizados por cada agente según su valoración:

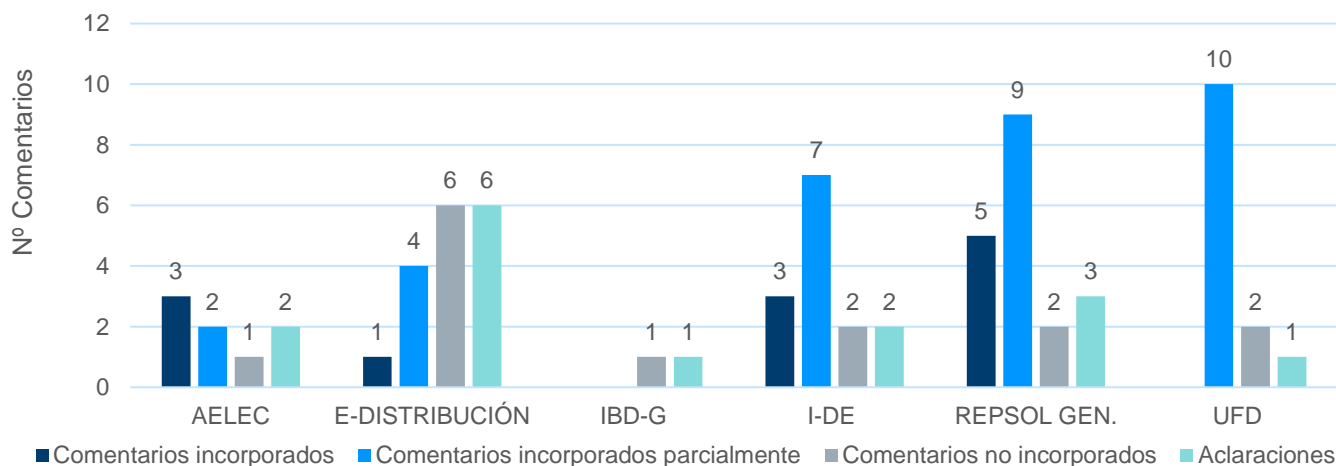


Figura 1: Clasificación de los comentarios recibidos según su incorporación a los CGP-SEE

Atendiendo a la clasificación por los Capítulos establecidos dentro de los CGP-SEE y por tipo de apartado, el resumen de los comentarios recibidos se muestra en la siguiente tabla:

Contenido/Apartado	Comentarios incorporados	Comentarios incorporados parcialmente	Comentarios no incorporados	Aclaraciones
Capítulo 1: Apartado 1: Definición de conceptos	2		4	1
Capítulo 1: Apartado 2: Elementos del sistema eléctrico considerados	1		1	1
Capítulo 1: Apartado 3: Ámbito de aplicación	2	2	2	2
Capítulo 1: Apartado 4.- Criterios de redundancia	1	5	6	3
Capítulo 2: Apartado 1: Requisitos de protección en módulos de generación de electricidad	2		2	
Capítulo 3: Apartado 1: Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento	7	7	15	3
Capítulo 3: Apartado 2: Evolución del sistema de protección ante la integración de energías renovables basadas en electrónica de potencia			1	
Capítulo 4: Apartado 3: Metodología de cálculo del tiempo crítico			1	2
TOTAL	15	14	32	12

Tabla 2: Valoración de los comentarios recibidos

Del total de comentarios recibidos, el 21% han sido aceptados, el 19% se han aceptado parcialmente, el 44% no se han admitido y el 16% restante se corresponden con comentarios que hacían referencia a dudas o aclaraciones.

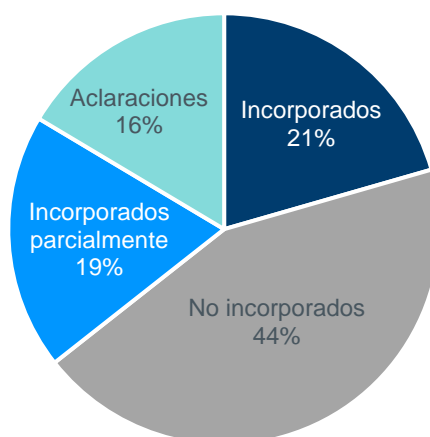


Figura 2: Clasificación de los comentarios recibidos según su incorporación a los CGP-SEE

En el apartado de cambios normativos – CN-022 – del Portal de Servicios a Clientes de Red Eléctrica se pueden consultar los siguientes documentos: documento de respuestas a los comentarios públicos recibidos, propuesta inicial de los CGP-SEE con control de cambios, documento definitivo de los CGP-SEE e informe justificativo tras la consulta pública.

2 Respuestas a los comentarios recibidos

En este apartado se detallan los comentarios públicos realizados sobre la propuesta del OS de los nuevos CGP-SEE durante el proceso de consulta pública. Para cada uno de ellos se muestra la siguiente información:

- Empresa
- Contenido/Apartado: referencia al capítulo/apartado de los CGP-SEE sobre el que se realiza el comentario
- Donde dice: referencia al texto que se pretende modificar
- Debe decir: propuesta de modificación
- Justificación: argumentación aportada por el agente
 - Tipo: Público/Confidencial
- Incorporado
 - S: Sí
 - N: No
 - P: Parcialmente
 - A: Aclaración
- Motivo: justificación del OS para valorar la propuesta de modificación

2.1 Capítulo 1

2.1.1 Apartado 1: Definición de conceptos

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 1: 1.- Definición de conceptos

Apartado: Apartado general

Donde Dice: Tiempo de eliminación de una falta.

En función de los distintos sistemas de protección, en general, el tiempo de eliminación de faltas es del orden de:

- $t \leq 100$ ms: si el elemento dispone de un sistema de protección que actúa en tiempo instantáneo.
- $t \leq 300$ ms: si se produce fallo de interruptor o ante un despeje en segunda zona desde los extremos alejados en subestaciones de barra simple siempre que se garantice la selectividad.
- $t \leq 500$ ms: ante el fallo de algún elemento del sistema de protección principal o ante sistemas de protección que impliquen despeje secuencial o en segunda zona.
- $t \leq 1,1$ s: ante disparos de tercera zona.
- $t \leq 1,5$ s: ante disparos de cuarta zona.
- tiempo dependiente de la curva de tiempo en funciones de protección con dicha característica (protecciones de sobreintensidad a tiempo inverso).

Debe Decir: En función de los distintos sistemas de protección, en general, el tiempo de eliminación de faltas es del orden de:

- $t \leq 100$ ms: si el elemento dispone de un sistema de protección que actúa en tiempo instantáneo.
- $t \leq 300$ ms: si se produce fallo de interruptor o ante un despeje en segunda zona desde los extremos alejados en subestaciones de barra simple siempre que se garantice la selectividad.
- $t \leq 500$ ms: ante el fallo de algún elemento del sistema de protección principal o ante sistemas de protección que impliquen despeje secuencial o en segunda zona.
- $t \leq 1,1$ s: ante disparos de tercera zona.
- $t \leq 1,5$ s: ante disparos de cuarta zona.
- tiempo dependiente de la curva de tiempo en funciones de protección con dicha característica (protecciones de sobreintensidad a tiempo inverso).

Estos tiempos podrán ser ligeramente superiores siempre que cumplan con el tiempo crítico de eliminación.

Justificación: Para el equipamiento de protección e interruptores actuales los tiempos de eliminación en las posiciones de UFD son:

- $t \leq 350$ ms: si se produce fallo de interruptor. El tiempo de actuación del fallo interruptor para el equipamiento actual, el cual no es digital, es $t = 250$ ms. El equipo permite el ajuste a 200 ms, pero implicaría la realización de las verificaciones correspondientes, por lo que consideramos innecesario realizar dicha modificación al cumplir con el tiempo crítico de eliminación.
- $t \leq 500$ ms: ante el fallo de algún elemento del sistema de protección principal o ante sistemas de protección que impliquen despeje secuencial o en segunda zona en subestaciones de simple o doble barra.

La eliminación mediante la posición de acoplamiento de barras es de $t \leq 350$ ms.

Puesto que tiempo de actuación de la zona 1 del acoplamiento es de 250 ms, por lo que consideramos innecesario modificar dicho tiempo de actuación al cumplir con los tiempos totales para el despeje secuencial.

Tipo: PÚBLICA

Incorporado: N

Motivo: En el documento suscrito por UFD "*Criterios de ajuste y coordinación de Protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución*" en el que tuvo una participación principal se fijó que el intervalo de coordinación considerado era de 200 ms y que los tiempos de actuación del sistema de protección considerados por defecto eran 0, 0,2, 0,4, 0,6, 0,8 y 1 segundo. Así mismo dado que UFD tiene la zona 1 en instantáneo y la zona 2 en 400 ms, los disparos de los acoplamientos y los fallos de interruptor deben estar entre medias, con la misma separación de tiempos, por lo que deberían estar en 200 ms ambos, siendo por lo tanto el tiempo de despeje considerado 300 ms y no 350 ms. Con ese valor superior se garantiza una buena selectividad con los disparos instantáneos, pero se compromete la misma con las segundas zonas, lo que implicaría un cero total en el parque afectado.

2.1.2 Apartado 2: Elementos del sistema eléctrico considerados

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 1: 2.- Elementos del sistema eléctrico considerados

Apartado: Apartado general

Donde Dice: Esquema de detalle incluyendo interruptores de la instalación de enlace lado Generación, donde figure si se admite posición línea/transformador (un solo interruptor) o se exige que exista posición de línea, transformador y barras (dos interruptores independientes).

En el caso de que se admita un único interruptor, se propone incluir el equipamiento de protección para el elemento línea/trafo.

Debe Decir:

Justificación: Es imprescindible conocer el tipo de topología de subestación para la conexión de un generador a la red de transporte o red crítica.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: El tipo de conexión de las instalaciones de enlace con la Red de Transporte se define en el P.O. 12.2 "*Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio*".

Para el caso planteado, si se opta por una conexión formada por una línea y un transformador, deberá existir un interruptor entre la línea y el transformador. El nivel de equipamiento de ambos elementos, línea y transformador será el definido dentro de los apartados correspondientes del Capítulo 3 según el tipo de elemento y la criticidad del mismo.

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 1: 2.- Elementos del sistema eléctrico considerados

Apartado: Apartado general

Donde Dice: Esquema de red considerada. Se adjunta esquema.

Debe Decir:

Justificación: Ayuda a comprender mucho mejor el texto.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: S

Motivo: Se incluye en el apartado 2 del Capítulo 1 un esquema general del sistema eléctrico peninsular y los sistemas eléctricos insulares donde se muestran los elementos considerados dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE según los niveles de tensión propios de cada sistema.

Ver página 10 y 11 del apartado 2.1 del Capítulo 1 (antiguo apartado 2).

2.1.3 Apartado 3: Ámbito de aplicación

Empresa: IBERDROLA ENERGÍA ESPAÑA, S. A.

Contenido: Capítulo 1: 3.- Ámbito de aplicación

Apartado: Apartado general

Donde Dice: “Todas las instalaciones existentes o puestas en servicio durante los 6 meses posteriores a la fecha de aprobación de los CGP-SEE dispondrán de 5 años para adecuar el sistema protectorio de sus instalaciones si fuera necesario en cumplimiento de los criterios generales de protección recogidos en este documento.”

Debe Decir: “Todas las instalaciones existentes o puestas en servicio durante los 6 meses posteriores a la fecha de aprobación de los CGP-SEE dispondrán de un plazo de 5 años para adecuar el sistema protectorio de sus instalaciones si fuera necesario en cumplimiento de los criterios generales de protección recogidos en este documento. En el caso de requerir plazos mayores en instalaciones existentes, por necesidades de operación o planificación de proyecto deberá notificarse.”

Justificación: Se debe considerar que la adecuación de equipamiento existente pudiera suponer el lanzamiento de proyectos coordinados de modificación de subestaciones de transporte y/o distribución, y posiciones de generación, que implique planificación de inversiones, con renovación de subestación, y programación de descargos, pudiendo resultar conveniente acometer esos trabajos con una renovación del Parque. Esta situación ya sucedió en la anterior edición de los CGPs y los proyectos posteriores de adecuación que en algunos los plazos se extendieron más de 5 años por necesidades de operación y de gestión coordinada de proyecto entre los agentes implicados.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: P

Motivo: Se considera ampliar el plazo para la aplicación retroactiva de 6 meses a 1 año.

Ver página 12 del Apartado 2.2 del Capítulo 1 "Implementación de los CGP-SEE" (antiguo apartado 3 del Capítulo 1).

Los agentes propietarios de las instalaciones deberán informar al OS las carencias identificadas si no se adecúa el sistema protectorio a los criterios definidos en los CGP-SEE pasado el período de 5 años establecido en el ámbito de aplicación, y además deberán informar de un calendario de resolución de las mismas, tal y como se establece en el P.O. 11.1: "Cada agente será responsable de que sus instalaciones estén acordes con estos criterios. A tal fin dispondrá los equipos y sistemas necesarios y documentará adecuadamente el equipamiento existente en cada una de sus instalaciones para la actuación de su sistema de protección frente a cualquier tipo de perturbación de las indicadas en dichos criterios. Cada agente, a

requerimiento del OS, informará sobre las carencias existentes respecto al grado de cumplimiento con los criterios generales, y plazos para su resolución."

Esta consideración está establecida a nivel del P.O. 11.1 por lo que no aplica incluirla en los CGP-SEE.

2.1.4 Apartado 4: Criterios de redundancia

- 4.1.- Redundancia en transformadores de medida

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 1: 4.- Criterios de redundancia

Apartado: 4.1 Redundancia en transformadores de medida

Donde Dice: Cada uno de los elementos de una subestación ya sea línea, transformador u otro elemento, debe disponer de sus propios transformadores de tensión siempre que las funciones de protección requieran de la información de las tres fases de tensión para su funcionamiento.

Debe Decir: Cada uno de los elementos de una subestación ya sea línea, transformador u otro elemento, debe disponer de sus propios transformadores de tensión, o un único juego de transformadores de tensión en barras, siempre que las funciones de protección principal requieran de la información de las tres fases de tensión para su funcionamiento. Admitiéndose, compartir un único juego para las funciones de protección de apoyo.

Justificación: Para el equipamiento de protección 2SP, con doble sistema de protección principal con función diferencial o con doble sistema de protección principal con función diferencial y distancia, la función diferencial no requiere de la medida de tensión, por lo que se cumple el requisito exigido.

Para el apoyo con funcionalidad de distancia debe ser suficiente con la captación desde los mismos transformadores de tensión, ya sea para doble función de distancia como función principal y apoyo o doble función de distancia como función doble de apoyo.

Dicha captación se realizará desde el devanado secundario del transformador de tensión de clase 3P y se protegerá por interruptores magnetotérmicos independientes.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: P

Motivo:

Se considera parcialmente la propuesta con la siguiente modificación del requisito:

Cada uno de los elementos de una subestación ya sea línea, transformador u otro elemento, debe disponer de sus propios transformadores de tensión siempre que las funciones de protección requieran de la información de las tres fases de tensión para su funcionamiento con las siguientes situaciones excepcionales:

- Para instalaciones de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la red de Transporte se admite disponer de un único juego trifásico de transformadores de tensión en barras si el elemento está conectado a un nudo con configuración de barra simple y, siempre que el

elemento tenga una función de protección principal cuyo funcionamiento sea independiente de la medida de tensión.

- Para instalaciones de la Red no Transporte con un nivel de tensión inferior al punto de conexión con la red de Transporte se admite disponer de un único juego trifásico de transformadores de tensión en barras, siempre que el elemento tenga una función de protección principal cuyo funcionamiento sea independiente de la medida de tensión.

No obstante, en ambos casos es recomendable que cada elemento de una subestación disponga de sus propios transformadores de tensión siempre que las funciones de protección así lo requieran.

Ver página 12 del Apartado 3 "Criterios de redundancia" del Capítulo 1 (antiguo apartado 4).

• 4.4.- Redundancia en el sistema de protección a través de sistemas de telecomunicación

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 1: 4.- Criterios de redundancia

Apartado: 4.4 Redundancia en el sistema de protección a través de sistemas de telecomunicación

Donde Dice: Los sistemas de telecomunicación independientes son aquellos en los que los servicios que proveen transmisión y recepción de información permanecen disponibles ante el fallo simple de cualquier elemento o componente del sistema.

Si ambos medios de transmisión van soportados por medios físicos independientes en los mismos apoyos, no se postula la pérdida de los dos medios de transmisión de los sistemas de telecomunicaciones por la caída o daño del apoyo.

Debe Decir: Los sistemas de telecomunicación independientes son aquellos en los que los servicios que proveen transmisión y recepción de información permanecen disponibles ante el fallo simple de cualquier elemento o componente del sistema.

Si ambos medios de transmisión van soportados por medios físicos independientes en los mismos apoyos, no se postula la pérdida de los dos medios de transmisión de los sistemas de telecomunicaciones por la caída o daño del apoyo.

Para el caso de línea de doble circuito, se admitirá el compartir medio de transmisión para ambos circuitos.

Se consideran dos medios de transmisión independientes al formado por una red multiplexada con dos cables de fibra óptica para la unión entre nodos de comunicaciones

Justificación: Es necesario recoger el requerimiento en cuanto a número de medios de transmisión, para la línea doble circuito.

También es necesario recoger que el medio de transmisión mediante red multiplexada con doble cable de fibra óptica entre nodos de comunicación es válido para un sistema de comunicaciones 2C.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: No se contempla incluir el caso particular de dobles circuitos ya que en este documento se establecen los requisitos considerando cada elemento de manera independiente sin tener en cuenta su disposición o puntos en común que puedan existir entre varios elementos ya sean en sus apoyos, sistemas de telecomunicaciones o cualquier otro elemento que forme parte del sistema eléctrico.

En el caso de circuitos que comparten apoyos, se debe analizar la redundancia de los sistemas de telecomunicación circuito a circuito, es decir, se debe garantizar que para cada uno de los circuitos existen dos sistemas de telecomunicación independientes entre sí, si su nivel de equipamiento así lo establece, independientemente de que dichos sistemas constituyan el sistema de comunicación para los sistemas de protección de ambos circuitos al ser compartidos.

En cuanto al comentario realizado sobre la redundancia de los sistemas de telecomunicación a través de una red multiplexada con dos cables de fibra óptica para la unión entre nodos de comunicaciones, indicar que si únicamente se dispone de un nodo a nivel subestación del que salen dos medios de transmisión no se considera un sistema 2C debido a que existe un punto común entre los dos sistemas de telecomunicación lo que no permite garantizar que en caso de fallo del nodo permanezca uno de los sistemas de telecomunicación operativo. En este caso se produciría la pérdida de los dos sistemas de telecomunicación de manera simultánea y por tanto no existiría redundancia.

No se incluye la propuesta relativa a la redundancia de los sistemas de telecomunicación ya que con la definición actual queda establecido que se debe garantizar que el fallo de cualquier componente de uno de los sistemas de telecomunicación no debe suponer la pérdida de las comunicaciones de los dos sistemas de protección principal, por tanto, no es admisible tener dos medios de transmisión a través de un único nodo de comunicación.

2.2 Capítulo 2

2.2.1 Apartado 1: Requisitos de protección en módulos de generación de electricidad

- 1.2.- Sistema de protección en apoyo.

Empresa: IBERDROLA ENERGÍA ESPAÑA, S. A.

Contenido: Capítulo 2: 1.- Requisitos de protección en módulos de generación de electricidad

Apartado: 1.2 Sistema de protección en apoyo

Donde Dice: En lo referente a las “Protecciones de apoyo del generador síncrono”, se indica:

“El generador deberá disponer de las siguientes funciones de protección en apoyo:

- Sobreintensidad para faltas entre fases...
- Sobreintensidad para faltas entre fases con frenado por tensión...
- Distancia...

Debe Decir: “El generador deberá disponer alguna de las siguientes funciones de protección en apoyo”

Justificación: Las funciones de protección que se citan son algunas de las que están disponibles en relés de protección multifunción actuales en mercado. No todas estas funciones están disponibles en todos los modelos y las funciones citadas, tiene una funcionalidad similar, dando apoyo a la detección del mismo modo

de defecto, por lo que no sería necesario que estuvieran esas tres funciones, siendo conveniente que esté alguna de ellas. Tratándose de funciones de apoyo, bastaría con modificar la primera línea del párrafo como se indica.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: S

Motivo: Se acepta la modificación de la primera frase del punto correspondiente a "Protecciones de apoyo del generador síncrono" dentro del apartado 1.2. "Sistema de protección en apoyo" a lo siguiente:

El generador deberá disponer de funciones de protección de apoyo. Como funciones de apoyo se podrán utilizar:

Ver página 18 del apartado 1 del Capítulo 2 "Requisitos de protección en módulos de generación de electricidad".

2.3 Capítulo 3

2.3.1 Apartado 1: Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

- 1.1.- Condiciones generales

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.1 Condiciones generales

Donde Dice:

- Tablas resumen de equipamiento de protecciones por tipo de elemento como se ha realizado en la presentación del webinar informativo.
- Incluyendo los esquemas de despeje secuenciales para barras y líneas como se ha realizado en la presentación del webinar informativo.

Debe Decir:

Justificación: Ayuda a comprender mucho mejor el texto.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: Los criterios que definen las funciones de protección con las que se debe dotar a cada elemento del sistema eléctrico según el tipo de sistema protectivo que sea (principal o de apoyo) y los requisitos que

afectan a la disposición del resto de elementos que forman el sistema de protección están descritos a lo largo del documento. La particularización de las funciones de protección necesarias para cada elemento sería muy extensa si consideramos toda la casuística posible por lo que se considera más adecuado describir los criterios que permiten definir las funciones en cada uno de los apartados que conforman los CGP-SEE.

En la presentación del webinar se incluyeron varias dispositivas con un esquema general del sistema protectorio requerido por tipo de elemento, sin embargo, estos esquemas, si bien representan los casos más comunes, no contemplan todas las posibilidades que pueden plantearse a la hora de establecer el nivel de equipamiento protectorio por lo que se considera más adecuado tener en cuenta los criterios descritos a lo largo del documento junto con las excepciones que de ellos puedan surgir.

- **1.3.- Nivel de equipamiento de protecciones de transformadores**

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.3 Nivel de equipamiento de protecciones de transformadores

Donde Dice: El nivel de equipamiento mínimo de protecciones estará formado por:

- Un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de transformador que maximice la detección de faltas internas en la zona delimitada por los transformadores de intensidad a los que se conectan las protecciones del transformador.

Debe existir redundancia en la función diferencial para garantizar el disparo instantáneo en caso de fallo simple y puesto que no se garantiza el despeje de una falta interna en la máquina a través de funciones de apoyo remoto de líneas, de acoplamiento, y de otras máquinas conectadas al parque en tiempos compatibles con la seguridad del transformador.

- Funciones de protección internas del transformador: Una protección de Buchholz para faltas internas en el tramo del devanado más próximo al neutro que no pueden ser captadas por las protecciones eléctricas, protección de imagen térmica, protección de alta temperatura del aceite y válvula de alivio.

Debe Decir: El nivel de equipamiento mínimo de protecciones estará formado por:

- En transformadores de Transporte, o de enlace entre la Red de Transporte y la Red de Distribución/Generación/Consumo, un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de transformador que maximice la detección de faltas internas en la zona delimitada por los transformadores de intensidad a los que se conectan las protecciones del transformador.

Debe existir redundancia en la función diferencial para garantizar el disparo instantáneo en caso de fallo simple y puesto que no se garantiza el despeje de una falta interna en la máquina a través de funciones de apoyo remoto de líneas, de acoplamiento, y de otras máquinas conectadas al parque en tiempos compatibles con la seguridad del transformador.

- En transformadores de la Red no Transporte, un doble sistema de protección principal compuesto por una función diferencial de transformador que maximice la detección de faltas internas en la zona delimitada por los transformadores de intensidad a los que se conectan las protecciones del transformador y una función de sobreintensidad de fases y de neutro.

Debe existir redundancia entre la función diferencial y de sobreintensidad para garantizar el disparo instantáneo en caso de fallo simple y puesto que no se garantiza el despeje de una falta interna en la máquina a través de funciones de apoyo remoto de líneas, de acoplamiento, y de otras máquinas conectadas al parque en tiempos compatibles con la seguridad del transformador.

- Funciones de protección internas del transformador: Una protección de Buchholz para faltas internas en el tramo del devanado más próximo al neutro que no pueden ser captadas por las protecciones eléctricas, protección de imagen térmica, protección de alta temperatura del aceite y válvula de alivio.

Justificación: Es necesario realizar la distinción entre transformadores de Transporte o enlace y los de la red de no Transporte, estos últimos de mucha menor potencia y conectados a red de menor tensión, por tanto, con facilidad para conseguir ajuste de 50-51F y 50-51N que garanticen el tiempo de eliminación ≤ 100 ms, asegurando la selectividad ante faltas fuera del transformador y manteniéndose estable durante la energización del mismo.

A modo de ejemplo se adjuntan los datos y ajustes de los transformadores de Sub. Mourela y Sub. Eume en la red crítica de no Transporte.

- MRL 132-TF1 30 MVA:
50F = 1360A $\geq 1.3 \cdot I_{cc3F}$ Barras BT
 $\geq 8 \cdot I_{inrush}$
50N = 800A $\geq 1.3 \cdot I_{cc1F}$ Barras AT
- MRL 132-TF2 30 MVA:
50F = 1480A $\geq 1.3 \cdot I_{cc3F}$ Barras BT
 $\geq 8 \cdot I_{inrush}$
50N = 800A $\geq 1.3 \cdot I_{cc1F}$ Barras AT
- EUM 132-TF3 20 MVA:
50F = 885A $\geq 1.3 \cdot I_{cc3F}$ Barras BT
 $\geq 8 \cdot I_{inrush}$
50N = 1000A $\geq 1.3 \cdot I_{cc1F}$ Barras AT

Tipo: PUBLICA

Incorporado: P

Motivo:

Se acepta la propuesta de manera parcial y se modifica el apartado como se indica a continuación:

En transformadores que conecten con una red radial sin generación embebida cuyo lado de alta tensión no esté conectado a la RdT, en lugar de dos funciones diferenciales, sería admisible disponer de un doble sistema de protección principal compuesto por una función diferencial de transformador y una función de sobreintensidad instantánea en el lado de alta junto con una protección Buchholz. Se debe garantizar la actuación de la sobreintensidad instantánea para faltas en la acometida del transformador en cualquier escenario. Igualmente, debe existir redundancia entre la función diferencial y la función de sobreintensidad instantánea.

Ver modificación en la página 25 apartado 1.3 correspondiente al nivel de equipamiento protectorio de transformadores dentro del Capítulo 3.

- 1.5.- Nivel de equipamiento de protecciones de líneas

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.5 Nivel de equipamiento de protecciones de líneas

Donde Dice: 1.5.3.1 Líneas de instalación de enlace o con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión a la Red de Transporte

- Líneas ultracortas y líneas cortas

El nivel de equipamiento de una línea ultracorta o una línea corta deberá estar formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de línea y dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal. En el caso de líneas ultracortas se podrá prescindir de sistemas de telecomunicación siempre que sea factible disponer de dos sistemas de protección principal formados por funciones diferenciales conectadas mediante cableado a los transformadores de intensidad de cada extremo de la línea.

Debe Decir:

- Líneas ultracortas:

El nivel de equipamiento de una línea ultracorta deberá estar formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de línea y dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal. Se podrá prescindir de sistemas de telecomunicación siempre que sea factible disponer de dos sistemas de protección principal formados por funciones diferenciales conectadas mediante cableado a los transformadores de intensidad de cada extremo de la línea.

- Líneas cortas

El nivel de equipamiento de una línea corta deberá estar formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de línea. En el caso que se verifique y garantice la correcta operación de la función de distancia, el doble sistema de protección principal podría estar formado por función diferencial y distancia.

Dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal. Considerando dos medios de transmisión independientes al formado por una red multiplexada con dos cables de fibra óptica para la unión entre nodos de comunicaciones.

Justificación: Los equipos de protección de distancia garantizan un tiempo de actuación $\leq 35\text{ms}$ para $\text{SIR} = 30$ en Zona 1 y una precisión de $\pm 5\%$ para faltas en el ángulo de la línea y $\pm 10\%$ para fuera de esta.

- Las líneas de transporte de UFD tienen un SIR comprendido entre 4 y 10.
- La impedancia de secuencia directa y homopolar de las líneas se obtiene mediante medida real, validando la obtenida mediante cálculo.
- Se verifica que cumple en cuanto a la sensibilidad necesaria para detección de faltas polifásicas.
- Se verifica que la tensión medida durante falta monofásica y polifásica al final de la línea no es inferior a 0.03 p.u. (base tensión nominal secundaria del transformador de tensión), valor en el que los límites de la clase 3P garantizan errores inferiores al 6% en todo el margen de cargas secundarias contemplados en las normas.

En las líneas de transporte de UFD el límite de longitud del circuito para obtener dicha tensión es de 1,5 km que supone un $\text{SIR} \approx 20$, lo que se debe considerar dicho valor como límite para el empleo de una función

de distancia con esquema de permisivo en subalcance. siendo todas las líneas de transporte de UFD de longitud superior a dicho 1,5 Km.

La suma total de los errores del relé, transformadores de medida, impedancia medida, no superarán el 10%, valor muy inferior al margen del 20% utilizado para la primera zona, $Z1 = 0,80 \cdot ZL$.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: La relación entre la impedancia fuente y la impedancia de la línea a proteger -SIR- es un parámetro importante y mundialmente aceptado tanto por los ingenieros de protecciones como por los fabricantes de relés, que se utiliza para determinar el tipo de protección de línea que se puede aplicar, así como la configuración de dicha protección.

La problemática asociada a líneas cortas determinadas en función del SIR se recoge en el estándar de la IEEE *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines C37.113-2015*, así como en la guía de ENTSOe *Best protection practices for HV and EHV AC Transmission systems* de Junio de 2018 donde igualmente se ha utilizado el ratio SIR para determinar si una línea es corta o larga, y en donde se ha definido como equipamiento protector preferente las funciones diferenciales para proteger líneas cortas.

Cuando el SIR es bajo, la tensión medida por el relé es alta para faltas en líneas remotas. Los errores de medición son pequeños en comparación con la tensión del relé y se puede aplicar de forma segura un elemento de zona 1 a una distancia inferior. Por otro lado, cuando el SIR es alto, los errores de medición del transformador de tensión, del propio relé, la influencia del flujo de cargas previo o cualquier cambio en la impedancia homopolar en el caso de cables subterráneos pueden dominar la tensión del relé lo que puede ocasionar que sea necesario reducir el alcance de los elementos de distancia o incluso deshabilitarlos.

Tal y como se recoge en el estándar, cuando el SIR aumenta conlleva en las funciones de distancia una serie de limitaciones como son aumento en la velocidad de operación, detección fiable de la direccionalidad de la falta, posibles sobrealcances o subalcances transitorios, así como una serie de problemas específicos relacionados con los ajustes mínimos en los relés:

- Impedancia característica para faltas mínimas
- Unidad direccional por tensión mínima de polarización
- Memoria de tensión
- Tiempo de operación
- Flujo previo de cargas
- Errores de los Tí's y los TT's
- Ajustes de las protecciones

En estos casos, es necesario equipar con un sistema de protección basado en comunicaciones que garantice la detección de una falta interna en la línea por otros medios diferentes a la impedancia. En esta situación se hacen necesarios sistemas de protección comunicados, siendo aceptado para cubrir cualquier tipo de falta y contingencia el esquema diferencial de línea basado en corriente, el cual permite solventar los problemas enumerados anteriormente. También se puede utilizar un esquema de comparación de fase y comparación direccional, sin embargo, desde hace prácticamente 20 años todos los fabricantes han optado por incorporar dentro de un mismo relé la función diferencial y la función de distancia.

Si bien los valores indicados por UFD son del mismo orden en la mayoría de los fabricantes de protecciones también es cierto que éstos indican que se obtienen esos resultados para situaciones estáticas de cortocircuitos mantenidos y no para la situación transitoria durante los primeros instantes tras aparecer la falta, lo cual coincide con la experiencia de RE. Por lo tanto, dichos valores se pueden tener en cuenta para

garantizar el disparo temporizado de las funciones de distancia en apoyo, zonas 2 y 3, pero no así para los disparos instantáneos de las protecciones, aun estando éstos asistidos por comunicaciones.

En cuanto al comentario realizado sobre la redundancia de los sistemas de telecomunicación a través de una red multiplexada con dos cables de fibra óptica para la unión entre nodos de comunicaciones, indicar que si únicamente se dispone de un nodo a nivel subestación del que salen dos medios de transmisión, no se considera un sistema 2C si el fallo de cualquier componente supone la pérdida de las comunicaciones de los dos sistemas de protección principal.

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.5 Nivel de equipamiento de protecciones de líneas

Donde Dice:

- Líneas ultracortas y líneas cortas

El nivel de equipamiento de una línea ultracorta o una línea corta deberá estar formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de línea y dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal. En el caso de líneas ultracortas se podrá prescindir de sistemas de telecomunicación siempre que sea factible disponer de dos sistemas de protección principal formados por funciones diferenciales conectadas mediante cableado a los transformadores de intensidad de cada extremo de la línea.

Debe Decir:

- Líneas ultracortas

El nivel de equipamiento de una línea ultracorta deberá estar formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de línea y dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal. Se podrá prescindir de sistemas de telecomunicación siempre que sea factible disponer de dos sistemas de protección principal formados por funciones diferenciales conectadas mediante cableado a los transformadores de intensidad de cada extremo de la línea.

- Líneas cortas

El nivel de equipamiento de una línea corta deberá estar formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales de línea, en el caso que se verifique y garantice la correcta operación de la función de distancia, el doble sistema de protección principal podría estar formado por función diferencial y distancia.

Dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal. Considerando dos medios de transmisión independientes al formado por una red multiplexada con dos cables de fibra óptica para la unión entre nodos de comunicaciones.

Justificación: Los equipos de protección de distancia garantizan un tiempo de actuación $\leq 35\text{ms}$ para $\text{SIR} = 30$ en Zona 1 y una precisión de $\pm 5\%$ para faltas en el ángulo de la línea y $\pm 10\%$ para fuera de esta.

- Las líneas de transporte de UFD tienen un SIR comprendido entre 4 y 10.
- La impedancia de secuencia directa y homopolar de las líneas se obtiene mediante medida real, validando la obtenida mediante cálculo.
- Se verifica que cumple en cuanto a la sensibilidad necesaria para detección de faltas polifásicas.

- Se verifica que la tensión medida durante falta monofásica y polifásica al final de la línea no es inferior a 0.03 p.u. (base tensión nominal secundaria del transformador de tensión), valor en el que los límites de la clase 3P garantizan errores inferiores al 6% en todo el margen de cargas secundarias contemplados en las normas.

En las líneas de transporte de UFD el límite de longitud del circuito para obtener dicha tensión es de 1,5 km que supone un $SIR \approx 20$, lo que se debe considerar dicho valor como límite para el empleo de una función de distancia con esquema de permisivo en subalcance. siendo todas las líneas de transporte de UFD de longitud superior a dicho 1,5 Km.

- La suma total de los errores del relé, transformadores de medida, impedancia medida, no superarán el 10%, valor muy inferior al margen del 20% utilizado para la primera zona, $Z1 = 0,80 \cdot ZL$.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: La relación entre la impedancia fuente y la impedancia de la línea a proteger -SIR- es un parámetro importante y mundialmente aceptado tanto por los ingenieros de protecciones como por los fabricantes de relés, que se utiliza para determinar el tipo de protección de línea que se puede aplicar, así como la configuración de dicha protección.

La problemática asociada a líneas cortas determinadas en función del SIR se recoge en el estándar de la IEEE *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines C37.113-2015*, así como en la guía de ENTSOe *Best protection practices for HV and EHV AC Transmission systems* de Junio de 2018 donde igualmente se ha utilizado el ratio SIR para determinar si una línea es corta o larga, y en donde se ha definido como equipamiento protector preferente las funciones diferenciales para proteger líneas cortas.

Cuando el SIR es bajo, la tensión medida por el relé es alta para faltas en líneas remotas. Los errores de medición son pequeños en comparación con la tensión del relé y se puede aplicar de forma segura un elemento de zona 1 a una distancia inferior. Por otro lado, cuando el SIR es alto, los errores de medición del transformador de tensión, del propio relé, la influencia del flujo de cargas previo o cualquier cambio en la impedancia homopolar en el caso de cables subterráneos pueden dominar la tensión del relé lo que puede ocasionar que sea necesario reducir el alcance de los elementos de distancia o incluso deshabilitarlos.

Tal y como se recoge en el estándar, cuando el SIR aumenta conlleva en las funciones de distancia una serie de limitaciones como son aumento en la velocidad de operación, detección fiable de la direccionalidad de la falta, posibles sobrealcances o subalcances transitorios, así como una serie de problemas específicos relacionados con los ajustes mínimos en los relés:

- Impedancia característica para faltas mínimas
- Unidad direccional por tensión mínima de polarización
- Memoria de tensión
- Tiempo de operación
- Flujo previo de cargas
- Errores de los Tí's y los TT's
- Ajustes de las protecciones

En estos casos, es necesario equipar con un sistema de protección basado en comunicaciones que garantice la detección de una falta interna en la línea por otros medios diferentes a la impedancia. En esta situación se hacen necesarios sistemas de protección comunicados, siendo aceptado para cubrir cualquier tipo de falta y contingencia el esquema diferencial de línea basado en corriente, el cual permite solventar los problemas enumerados anteriormente. También se puede utilizar un esquema de comparación de fase y comparación

direccionales, sin embargo, desde hace prácticamente 20 años todos los fabricantes han optado por incorporar dentro de un mismo relé la función diferencial y la función de distancia.

Si bien los valores indicados por UFD son del mismo orden en la mayoría de los fabricantes de protecciones también es cierto que éstos indican que se obtienen esos resultados para situaciones estáticas de cortocircuitos mantenidos y no para la situación transitoria durante los primeros instantes tras aparecer la falta, lo cual coincide con la experiencia de RE. Por lo tanto, dichos valores se pueden tener en cuenta para garantizar el disparo temporizado de las funciones de distancia en apoyo, zonas 2 y 3, pero no así para los disparos instantáneos de las protecciones, aun estando éstos asistidos por comunicaciones.

En cuanto al comentario realizado sobre la redundancia de los sistemas de telecomunicación a través de una red multiplexada con dos cables de fibra óptica para la unión entre nodos de comunicaciones, indicar que si únicamente se dispone de un nodo a nivel subestación del que salen dos medios de transmisión, no se considera un sistema 2C si el fallo de cualquier componente supone la pérdida de las comunicaciones de los dos sistemas de protección principal.

- [1.10.- Otras funciones de protección](#)

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.10 Otras funciones de protección

Donde Dice: 1.10.7 Discordancia de polos

Todos los interruptores monopolares que forman parte de la red considerada de aplicación deberán disponer de dos funciones de discordancia de polos.

Debe Decir: Todos los interruptores monopolares que forman parte de la red considerada de aplicación y que tengan activado el disparo monofásico, deberán disponer de dos funciones de discordancia de polos, en caso de no tener activado el disparo monofásico dispondrán de una única función de discordancia de polos.

Justificación: Las posiciones de transporte de UFD, por criterio de construcción disponen de mando unipolar, pero todas ellas tienen disparo trifásico ya que las líneas son todas subterráneas. Por tanto, dispondrán de una única función de discordancia de polos

Las posiciones de no transporte en red crítica, de UFD, por criterio de construcción no disponen de mando unipolar, por lo que únicamente se habilitará el reenganche trifásico en el caso de poder permitirse. Por tanto, no tendrán dispondrán de función de discordancia de polos.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: No se acepta la propuesta de modificación del requisito puesto que el hecho de que estén activados únicamente los disparos trifásicos en interruptores monopolares no evita que se pueda producir un fallo en alguno de los polos del interruptor lo que conllevaría a una situación de discordancia de polos. Por tanto, no es correcta la asociación de la función de discordancia de polos al tipo de disparo del interruptor y se debe establecer para interruptores monopolares.

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.10 Otras funciones de protección

Donde Dice: 1.10.6 Supervisión de circuitos de disparo

En caso de que la función detecte que se ha interrumpido el circuito de disparo dará alarma e impedirá el cierre del interruptor si éste abre por cualquier causa ante el fallo en los dos circuitos de las bobinas de disparo.

Se debe dotar de una función de supervisión de los circuitos de disparo para cada bobina de disparo que será independiente de la requerida para la otra bobina de disparo en los interruptores de todos los elementos que forman parte de la red considerada de aplicación.

Debe Decir: En caso de que la función detecte que se ha interrumpido el circuito de disparo dará alarma e impedirá el cierre del interruptor si éste abre por cualquier causa ante el fallo en los dos circuitos de las bobinas de disparo, ya sea mediante lógica o cableado, así como por procedimiento de actuación.

Se debe dotar de una función de supervisión de los circuitos de disparo para cada bobina de disparo que será independiente de la requerida para la otra bobina de disparo en los interruptores de todos los elementos que forman parte de la red considerada de aplicación, pudiendo realizarse ambas funciones independientes en el mismo equipo de protección.

Justificación: Es criterio de UFD el no interrumpir el cierre del interruptor ante fallo en los dos circuitos de disparo, pues en determinado tipo de aparamenta, la puesta a tierra de la posición se realiza a través del interruptor. El cierre del seccionador de tierra interrumpe los circuitos de disparo, lo que impediría el posterior cierre del interruptor.

Este tipo de aparamenta no es la que se dispone en transporte, pero es preferible mantener el mismo criterio en todos los casos. Es una alarma de telecontrol, y por procedimiento interno de trabajo desde el operador de red UFD en remoto o bien de personal de campo en subestación, disponer de esta alarma y actuar en consecuencia, no resulta necesaria implementarla a nivel de cableado o lógica en los equipos.

Ambas funciones de supervisión de circuitos de disparo son independientes entre sí, si bien se realizan sobre el mismo equipo de protección de apoyo en UFD, donde se gestiona además de las protecciones de sobreintensidad el mando y control de la aparamenta con sus enclavamientos asociados. Además de la alarma por supervisión del circuito de disparo de cada bobina, se dispone de alarma en tiempo real del fallo del equipo de protección de apoyo y control de la posición, por tanto, se tomarán las mismas precauciones en cuanto a impedir el cierre del interruptor.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: El esquema propuesto no se puede generalizar, dado que se supedita a un caso especial de aparamenta que abre los circuitos de disparo de los interruptores al extraerlos. En cualquier caso, si la propia aparamenta interrumpe los circuitos de disparo no debería haber inconveniente en impedir el cierre del interruptor por parte del relé de vigilancia de circuitos de disparo dado que la propia posición está fuera de servicio y puesta a tierra.

El bloqueo al cierre debe ser automático y realizado por las funciones de protección dado que su actuación puede ser necesaria en cualquier momento y de forma fortuita y no puede estar supeditado a una orden o ejecución manual. Así mismo no resulta válido poner en el mismo equipo la supervisión de ambos circuitos de disparo, dado que con el fallo del citado equipo se perdería por completo la función de vigilancia de circuitos, es decir, no cubre el N-1 que es el fundamento de este documento.

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.10 Otras funciones de protección

Donde Dice: 1.10.2 Función de sobretensión

Se debe instalar en todas las líneas de la Red de Transporte y en las líneas de instalación de enlace deberá existir una función de sobretensión al menos en el lado de Transporte.

Debe Decir: Se debe instalar en todas las líneas de la Red de Transporte y en las líneas de instalación de enlace deberá existir una función de sobretensión al menos en el lado de Transporte. No obstante, el Operador del Sistema puede fijar la habilitación, proporcionando el ajuste de retardo, o permitir la deshabilitación de esta función según criterio del Operador de la instalación, mientras disponga de un sistema de monitorización de dichas tensiones.

Justificación: Las posiciones de línea de transporte de UFD, disponen de función de sobretensión, leyendo de Barras, y sistema de monitorización de las mismas con señalización de que se han alcanzado varios umbrales previos al máximo establecido. Por lo que dicha función de sobretensión queda deshabilitada.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: No se acepta la propuesta ya que se considera necesaria la existencia de funciones de sobretensión en toda la red indicada para no depender de una posible actuación manual que conlleva unos tiempos de respuesta elevados y que no son válidos ante ciertos fenómenos como por ejemplo la ferresonancia. La recomendación es que se ajuste la función de sobretensión con un umbral que permita un margen suficiente para evitar la actuación si la tensión alcanza justo el valor límite de tensión definido para los márgenes de seguridad establecidos en los Procedimientos de Operación y una temporización voluntaria ante escenarios donde la tensión alcance el umbral o incluso lo supere de manera transitoria durante un corto período de tiempo. Por defecto el OS establece para la RdT un ajuste a 1,2 pu y con una temporización de 1 segundo.

Empresa: UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A

Contenido: Capítulo 3: 1.- Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

Apartado: 1.10 Otras funciones de protección

Donde Dice: 1.10.1 Función de mínima tensión

La función de mínima tensión se instalará en todas las posiciones de la Red de Transporte salvo en los interruptores de acoplamiento. No obstante, el Operador del Sistema puede fijar la habilitación o deshabilitación de esta función según las condiciones de Operación y según los planes de reposición vigentes.

Debe Decir: La función de mínima tensión se instalará en todas las posiciones de la Red de Transporte salvo en los interruptores de acoplamiento y de transformador. No obstante, el Operador del Sistema puede fijar la habilitación o deshabilitación de esta función según las condiciones de Operación y según los planes de reposición vigentes. En caso de activación, proporcionará el ajuste de retardo o permitir la deshabilitación de estas funciones según criterio del Operador de la instalación, mientras se disponga de un sistema de monitorización de dichas tensiones.

Justificación: Las posiciones de línea de transporte de UFD, disponen de función de mínima tensión, leyendo de Barras, y sistema de monitorización de las mismas con señalización de que se han alcanzado varios umbrales previos al máximo establecido. Por lo que dicha función de mínima tensión queda deshabilitada con carácter general salvo que sea necesario habilitarla según plan de reposición. A fecha actual en UFD no tenemos ninguna posición de nuestra red de transporte de 220 kV con esta función habilitada.

En el caso de los transformadores, no reciben tensión de barras, y no disponen de la citada función, considerando que con lo realizado a nivel de línea a efectos de reposición puede ser suficiente, salvo mayor justificación por parte del OS que nos ayude a entender la problemática y utilidad de este requisito.

Tipo: PUBLICA

Incorporado: N

Motivo: No se acepta la propuesta ya que se considera necesario disponer de los citados relés de mínima tensión en todas las posiciones de la RdT (excepto acoplamientos) para que de manera automática y cuasi inmediata se produzca la apertura de los interruptores tras un cero de tensión, sin depender de actuaciones manuales o de otro sistema centralizado, para agilizar y garantizar el estado de predisposición ante un plan de reposición.

red eléctrica
Una empresa de Redeia