

## III. OTRAS DISPOSICIONES

### MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

**8786** *Resolución de 16 de abril de 2026, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación para adoptar los criterios generales de protección del sistema eléctrico español.*

I

El apartado 2 del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, define las funciones que tiene encomendadas el operador del sistema, estableciendo en su subapartado e): «Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución».

Por su parte, el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, dispone que «El operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía».

Finalmente, la disposición adicional segunda del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece que «El operador del sistema y gestor de la red de transporte presentará al Ministerio de Economía para su aprobación, en un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, los procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte que regulen, al menos, los siguientes aspectos», señalando en su apartado e) «El establecimiento y verificación de las consignas de los equipos de protección y control».

De acuerdo con lo anterior, mediante Resolución de 24 de junio 1999, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, fue aprobado el P.O. 11.1 Criterios generales de protección en la red gestionada. Este procedimiento de operación, en el primer párrafo de su apartado 3 Requerimientos exigibles al sistema de protección, establece que «Los equipos que constituyen el sistema de protección de la red gestionada e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el OS, y que deberán ser aprobados por la CNSE. Hasta que se elaboren y aprueben estos requerimientos, se aplicarán los criterios establecidos en el documento «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español», publicado por Red Eléctrica de España en noviembre de 1995, elaborados con la participación de las empresas del sector eléctrico». Asimismo, en el tercer párrafo establece que «El OS revisará periódicamente los criterios generales de protección, en función de las problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la CNSE. Para estas revisiones contará con la colaboración de los agentes implicados». Los requerimientos a los que hace mención el primer párrafo del tercer apartado del P.O. 11.1 fueron aprobados mediante informe de la Comisión

Nacional de la Energía de fecha 6 de septiembre de 2001. De acuerdo con dicho informe, los mencionados requerimientos serían los establecidos en el referido informe «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español (CGP-SEP)», publicado por Red Eléctrica de España en noviembre de 1995.

Por su parte, la Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aprobó el P.O. 11.1 Criterios generales de protección. Asimismo, este procedimiento de operación, en el primer párrafo de su apartado 3 Requerimientos exigibles al sistema de protección, establece que «Los equipos que constituyen el sistema de protección de la Red de Transporte e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el Operador del Sistema en el documento de «Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares», para las instalaciones que pertenezcan a la Red de Transporte». Igualmente, en el tercer párrafo establece que «El OS revisará periódicamente los criterios generales de protección, en función de las problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la CNSE. Para estas revisiones contará con la colaboración de los agentes implicados». El documento al que hace mención el primer párrafo del tercer apartado del P.O. 11.1 fue publicado en diciembre de 2005 y revisado en 2011 por el operador del sistema (OS).

## II

El sistema de protección constituye un elemento fundamental para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, ya que es el encargado de detectar y despejar con rapidez y fiabilidad cualquier perturbación que pueda aparecer en el sistema, minimizando tanto el número de elementos a desconectar como las repercusiones que puedan ocasionar dichas perturbaciones.

Estos fenómenos, por un lado, pueden provocar daños en los equipos, la aparamenta y las instalaciones que forman el sistema eléctrico; y por otro, condicionan la estabilidad del sistema, lo que puede derivar en la pérdida de la continuidad de suministro.

Motivado por los cambios y la evolución que ha sufrido el sistema eléctrico español a lo largo de los 27 años que han pasado desde la publicación de la primera edición de los CGP-SEP, ha surgido en la actualidad la necesidad de revisar los criterios generales de protección existentes para adaptarlos a las nuevas necesidades del sistema eléctrico y a las nuevas tecnologías disponibles.

En este sentido, con fecha 24 de enero de 2025, Red Eléctrica de España, SAU, en su calidad de operador del sistema, presentó en este Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de modificación de los procedimientos de operación P.O. 11.1 Criterios Generales de Protección en la red gestionada y P.O. SENP 11.1 Criterios Generales de Protección. Esta propuesta se remitió tras haber incorporado a la misma el resultado de la consulta pública realizada en este sentido por el operador del sistema entre el 5 de octubre y el 5 de diciembre de 2023.

La referida propuesta tiene por objeto, según se desprende del informe justificativo que la acompaña, aprobar los nuevos Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE) a fin de, por un lado, recoger los cambios tecnológicos sucedidos en los últimos años, incluidos los nuevos elementos del sistema y las nuevas tecnologías de generación que han aparecido desde la aprobación de los criterios generales de protección actualmente en aplicación para el sistema peninsular y el no peninsular; y, por otro, reunir en un único documento de manera unificada los Criterios Generales de Protección de ambos sistemas.

Así, la propuesta remitida por el operador del sistema establece los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español que englobarían tanto al sistema

eléctrico peninsular como a los sistemas eléctricos no peninsulares. La propuesta se divide en cuatro bloques principales: en el primero, describe la red considerada de aplicación de los CGP-SEE, el ámbito de aplicación y los criterios generales de redundancia con los que deben cumplir los sistemas de protección; en el segundo, refleja los requisitos de protección específicos para instalaciones de generación; en el tercero, desarrolla los criterios de equipamiento protectores del resto de elementos de la red; y por último, en el cuarto, establece la metodología de cálculo de tiempo crítico de cada uno de los parques que forman el sistema eléctrico.

De acuerdo con el ámbito de aplicación del nuevo procedimiento de operación propuesto por el operador del sistema, la aplicación del mismo a determinados sujetos del sistema eléctrico se encuentra condicionada a que sus instalaciones estén conectadas a nudos cuyo tiempo crítico sea inferior a un segundo. Dado el carácter técnico de dicha información, resulta posible que los sujetos afectados no dispongan de conocimiento previo acerca de si sus instalaciones se encuentran conectadas a nudos con tales características.

En este contexto, se ha previsto que el operador del sistema lleve a cabo la actualización de los tiempos críticos de los nudos de la red y de la ratio SIR (Source Impedance Ratio) del sistema eléctrico español, así como que comunique dicha información a los agentes afectados en un plazo no superior a seis meses desde que la presente resolución surta efectos.

Como consecuencia de lo anterior, la aplicación del nuevo procedimiento de operación a aquellas instalaciones cuya sujeción al mismo dependa de su conexión a nudos con un tiempo crítico inferior a un segundo queda vinculada al momento en que el operador del sistema realice dicha comunicación a los sujetos afectados.

Por último, la propuesta de los nuevos Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español se plantea como de obligado cumplimiento para todas las instalaciones que comprenden el sistema eléctrico español dentro de la red definida de aplicación, ya pertenezcan a la red de transporte, a la red no transporte o sean instalaciones de generación, almacenamiento o consumo. En relación con los plazos para la implementación de los nuevos sistemas de protección, se establece un período de 5 años para adecuar el sistema de protección de instalaciones existentes cuyo nivel de equipamiento protector no cumpla con los nuevos criterios, siendo este plazo admisible también para las instalaciones puestas en servicio durante los 12 meses posteriores a la fecha de aprobación del procedimiento de operación. Durante dicho periodo transitorio de 5 años seguirán resultando de aplicación a las instalaciones afectadas del sistema eléctrico peninsular español y del sistema eléctrico no peninsular los procedimientos de operación relativos a los criterios generales de protección aprobados en 1999 y 2006, respectivamente.

Finalmente, cabe señalar que, en el contexto actual posterior al cero peninsular registrado el pasado 28 de abril de 2025, el análisis y la revisión de los procedimientos de operación relativos a los criterios generales de protección del sistema eléctrico, entre ellos el Procedimiento de Operación 11.1, constituyen una de las medidas propuestas por el Grupo de Trabajo de Operación del Sistema Eléctrico (GTOSE) y como tal fue plasmada en el informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025, publicado el 17 de junio de 2025.

### III

A la vista de la propuesta del operador del sistema y de su informe justificativo, ha sido elaborada propuesta de resolución de la Secretaría de Estado por la que se aprueba un procedimiento de operación para adoptar los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español.

Dicha propuesta de resolución de la Secretaría de Estado ha sido sometida a audiencia pública entre el 24 de julio y el 5 de septiembre de 2025 y remitida para

informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en fecha 29 de julio de 2025.

Con fecha 6 de noviembre de 2025, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite el informe «Informe a la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueba un procedimiento de operación para adoptar los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (INF/DE/190/25)», previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo.

Vista la propuesta de nuevos criterios generales de protección del sistema eléctrico español realizada por el operador del sistema, así como las alegaciones recibidas en fase de audiencia, y el informe de fecha 6 de noviembre de 2025 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

Esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero.

Aprobar el siguiente procedimiento para la operación del sistema eléctrico, tanto peninsular como no peninsular, que se recoge como anexo de esta resolución:

- a) «P.O. 11.1 Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español».

Segundo.

Requerir al operador del sistema para que actualice los tiempos críticos de los nudos de la red y la ratio SIR (Source Impadance Ratio) del sistema eléctrico español e informe a los agentes afectados en un plazo no superior a seis meses desde que la presente resolución surta efectos. Asimismo, el operador del sistema deberá remitir a los gestores de las redes de distribución la relación de instalaciones de generación, almacenamiento y consumo conectadas a sus redes que se encuentren incluidas dentro de la red crítica y que, en consecuencia, se encuentren afectadas por el procedimiento de operación aprobado por la presente resolución.

Adicionalmente, el operador del sistema deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informe que incluirá, como mínimo, los tiempos críticos de los nudos de la red, la identificación de los nudos que pasan a quedar dentro del ámbito de aplicación procedimiento de operación aprobado en la presente resolución como consecuencia de la actualización de la red crítica, la relación de las instalaciones afectadas por dicha actualización y el listado completo de todas las instalaciones a las que afecta el referido procedimiento.

Tercero.

El procedimiento de operación aprobado en la presente resolución será aplicable a los distintos sujetos que se encuentren dentro de su ámbito de aplicación conforme a las siguientes reglas:

a) El procedimiento de operación será aplicable desde que la presente resolución surta efectos a los sujetos del sistema eléctrico español que cuenten con elementos o dispongan de instalaciones incluidas en alguno de los siguientes supuestos:

1.º) Elementos de la red de transporte que operen a una tensión nominal igual o superior a 220 kV en el sistema eléctrico peninsular español o 66 kV en el sistema eléctrico no peninsular, y que formen parte de dicha red conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2.º) Elementos de la red no transporte que formen parte de la instalación de enlace con la red de transporte, tanto cuando dicho enlace se realice mediante línea como mediante transformador.

3.º) Cuando la instalación de enlace con la red de transporte sea una línea, todos los elementos de los parques situados aguas abajo de dicha instalación que operen al mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace.

4.º) Instalaciones de generación de electricidad, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de consumo conectadas directamente a la red de transporte o a nudos de la red no transporte cuya instalación de enlace con la red de transporte sea una línea y cuyo punto de conexión se encuentre al mismo nivel de tensión que dicha instalación de enlace.

b) El procedimiento de operación será aplicable desde el momento en que el operador del sistema lleve a cabo la actualización de los tiempos críticos y de la ratio SIR a la que se refiere el apartado segundo de la presente resolución y lo comunique a los sujetos afectados, a los sujetos del sistema eléctrico español que dispongan de instalaciones conectadas a nudos cuyo tiempo crítico sea inferior a un segundo, en los casos en que la aplicabilidad del procedimiento dependa de dicha circunstancia.

Cuarto.

Con carácter transitorio, a las instalaciones existentes o puestas en servicio durante los doce meses a partir de la fecha en que la presente resolución surta efectos, y que se encuentren dentro de del ámbito de aplicación de los nuevos Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español, les seguirán siendo de aplicación, durante un periodo de cinco años, los siguientes procedimientos de operación, según corresponda:

a) «P.O. 11.1 Criterios generales de protección en la red gestionada», aprobado Resolución de 24 de junio 1999, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.

b) «P.O. 11.1 Criterios generales de protección», aprobado por Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Esta aplicación transitoria se mantendrá durante un período de cinco años, contados desde la correspondiente fecha de inicio de aplicación del nuevo procedimiento de operación a cada instalación, conforme lo dispuesto en el apartado tercero, a fin de que los titulares de dichas instalaciones adecúen el sistema de protección de sus instalaciones, en caso de resultar necesario, al cumplimiento de los citados criterios generales de protección.

Transcurrido el plazo de cinco años, será de aplicación a todas las instalaciones el procedimiento de operación aprobado en la presente resolución, de acuerdo con lo previsto en el apartado tercero, y quedarán definitivamente sin efecto los procedimientos de operación «P.O. 11.1 Criterios generales de protección en la red gestionada», aprobado por Resolución de 24 de junio 1999, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, y «P.O. 11.1 Criterios generales de protección», aprobado por Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía.

Quinto.

La presente resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y resultará de aplicación al día siguiente de su publicación.

La presente resolución agota la vía administrativa, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 114 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Contra la misma podrá interponerse recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de la publicación

de la presente resolución, de conformidad con la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante la Secretaría de Estado de Energía en el plazo de un mes, contado a partir del día siguiente al de la publicación, significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo.

Madrid, 16 de abril de 2026.–El Secretario de Estado de Energía, Joan Groizard Payeras.

## **P.O. 11.1. Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español**

### *1. Objeto*

El objeto de este procedimiento de operación es establecer los criterios generales de protección de aplicación a las instalaciones y elementos en el conjunto del sistema eléctrico español, tanto en el sistema peninsular como en los territorios no peninsulares. Con ello, se pretende minimizar la extensión y las consecuencias de las perturbaciones, en cualquier situación de explotación del sistema eléctrico.

### *2. Ámbito de aplicación*

Este procedimiento afecta a todos los sujetos del sistema eléctrico, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que cuenten con elementos incluidos dentro del siguiente subconjunto del sistema de potencia:

- Red de Transporte.
- Todos los elementos de tensión nominal igual o superior a 220 kV en el SEP<sup>1</sup> o 66 kV en los TNP<sup>2</sup> que formen parte de la Red de Transporte, tal como se define en la Ley del Sector Eléctrico 24/2013.

<sup>1</sup> Sistema Eléctrico Peninsular.

<sup>2</sup> Territorios No Peninsulares.

- Elementos de la Red de Transporte de tensiones inferiores a las anteriores en las que una falta pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto si es despejada en un tiempo superior o igual a 1 segundo, es decir elementos conectados a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo.

- Red no Transporte.

- Elementos que forman la instalación de enlace con la Red de Transporte a través de línea o transformador.

- Cuando la instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea, todos los elementos de los parques aguas abajo de la instalación de enlace que sean del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace.

- Elementos conectados a nudos de la Red no Transporte en los que una falta pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto si es despejada en un tiempo superior o igual a 1 segundo, es decir elementos conectados a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo.

- Instalaciones de generación.

- Los módulos de generación de electricidad conectados a la Red de Transporte, a nudos de la Red no Transporte cuya instalación de enlace con la Red de Transporte sea

una línea y su punto de conexión sea del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace o al resto de nudos de la Red no Transporte cuyo tiempo crítico sea inferior a 1 segundo.

– Instalaciones de Almacenamiento.

- Las instalaciones de almacenamiento conectadas a la Red de Transporte, a nudos de la Red no Transporte cuya instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea y su punto de conexión sea del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace o al resto de nudos de la Red no Transporte cuyo tiempo crítico sea inferior a 1 segundo.

– Instalaciones de Consumo.

- Las instalaciones de consumo conectadas a la Red de Transporte, a nudos de la Red no Transporte cuya instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea y su punto de conexión sea del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace o al resto de nudos de la Red no Transporte cuyo tiempo crítico sea inferior a 1 segundo.

Los elementos considerados en los puntos anteriores forman parte de la Red de Transporte, Distribución, Generación y Consumo y comprenden, según corresponda, líneas, transformadores, módulos de generación de electricidad, barras y demás componentes, y constituyen la red crítica del sistema.

Este procedimiento de operación no resulta de aplicación para aquellos sistemas eléctricos aislados en los que no existe Red de Transporte, con niveles de tensión iguales o inferiores a 30 kV y que únicamente están formados por una red de Distribución y Generación que alimenta a la demanda de la zona.

## 2.1 Actualización de la red crítica.

El operador del sistema actualizará al menos una vez cada cuatro años los tiempos críticos de los nudos de la red y la ratio SIR (Source Impadance Ratio) del Sistema Eléctrico Español e informará a los agentes afectados. A partir de dicha actualización, se determinarán los nudos que pasarán a quedar incluidos en el ámbito de aplicación del presente procedimiento de operación, así como los elementos de la red que, al constituirse como parte de la red crítica, deberán cumplir los requisitos de protección que éste establece. Asimismo, en caso de ser necesario, se actualizará el nivel de equipamiento protector requerido para aquellas instalaciones sobre las que ya resultaba de aplicación el presente procedimiento.

Tras la actualización y sin perjuicio de los periodos de implementación que resulten aplicables, conforme a lo dispuesto en el apartado 4, los agentes deberán informar al operador del sistema de las carencias existentes en sus sistemas de protección respecto de los requisitos establecidos en los criterios generales de protección que este procedimiento aprueba, indicando el plazo previsto para su resolución y las medidas provisionales adoptadas hasta su completa subsanación. Una vez resueltas dichas carencias, los agentes deberán comunicar su resolución al operador del sistema.

Con cada nueva actualización de la red crítica, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informe que incluirá, como mínimo, los tiempos críticos de los nudos de la red; la identificación de los nudos que pasan a quedar dentro del ámbito de aplicación del presente procedimiento de operación como consecuencia de la actualización; la relación de las instalaciones afectadas por dicha actualización, tanto aquellas que entran por primera vez en el ámbito de aplicación del PO como aquellas que deban incrementar los requisitos de protección; y el listado completo de todas las instalaciones a las que afecta el presente procedimiento de operación.

Asimismo, con cada nueva actualización de la red crítica del Sistema Eléctrico Español, el operador del sistema remitirá a los gestores de las redes de distribución la

lista de instalaciones de generación, almacenamiento y consumo conectadas a sus redes que se encuentren incluidas dentro de la red crítica y que, en consecuencia, se encuentren afectados por el presente procedimiento de operación.

### *3. Requerimientos exigibles al sistema de protección*

Los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español –CGP-SEE– establecen el nivel de equipamiento mínimo con el que deben cumplir los sistemas de protección de las instalaciones a las que aplica este procedimiento de operación.

Los equipos que constituyen el sistema de protección del sistema eléctrico español e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los criterios en materia de protección establecidos en los CGP-SEE, incorporados al presente procedimiento en su anexo.

Cada agente será responsable de que sus instalaciones se encuentren acordes a estos criterios. A tal fin, dispondrá los equipos y sistemas necesarios y documentará adecuadamente el equipamiento existente en cada una de sus instalaciones para garantizar un comportamiento rápido, selectivo y coordinado de su sistema de protección frente a cualquier tipo de perturbación de las indicadas en los criterios generales de protección. Cada agente deberá informar al operador del sistema, cuando este lo requiera, sobre el equipamiento de sus sistemas de protección, sobre las posibles carencias existentes respecto del nivel de equipamiento exigido en los criterios generales y los plazos previstos, en su caso, para su resolución. Asimismo, y con independencia de que exista o no requerimiento previo por parte del operador del sistema, los agentes deberán comunicar cualquier carencia o incumplimiento de los plazos establecidos.

De forma periódica, el operador del sistema solicitará a los agentes la actualización del estado de su equipamiento de protecciones, así como, en su caso, del cumplimiento de los plazos establecidos para la resolución de las carencias. Cualquier modificación de los plazos inicialmente previstos deberá ser justificada por el agente.

El operador del sistema revisará periódicamente los criterios generales de protección, en función de las problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la Secretaría de Estado de Energía. Para estas revisiones se realizará una consulta pública en la que podrán participar los agentes implicados.

### *4. Implementación de los CGP-SEE*

Los requisitos de protección definidos en los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español son de obligado cumplimiento para todas las instalaciones a las que resulta de aplicación el presente procedimiento de operación.

Tanto las instalaciones existentes como aquellas que se pongan en servicio dentro de los doce meses siguientes a la aprobación del presente procedimiento de operación, dispondrán de un plazo de cinco años, contado desde la fecha en que el presente procedimiento de operación les resulte de aplicación conforme a lo dispuesto en el apartado tercero de la resolución que aprueba el presente procedimiento de operación, para adecuar, en su caso, los sistemas de protección de sus instalaciones conforme a los CGP-SEE.

Se entenderá por instalación existente, a efectos de lo dispuesto en el presente procedimiento de operación, aquella que se encuentre conectada y puesta en servicio en la fecha que se apruebe el presente procedimiento de operación. A estos efectos, se entenderá como fecha de puesta en servicio la fecha en la que la instalación hubiera obtenido la notificación operacional definitiva prevista en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, y en los denominados códigos de red de conexión: el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto

de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, y el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, o las normas que las sustituyan, en su caso.

Aquellas instalaciones que, como consecuencia de la actualización de la red crítica a la que se refiere el apartado 2.1, pasen a estar sujetas por lo dispuesto en el presente procedimiento y deban cumplir con los CGP-SEE, dispondrán de un plazo de cinco años a contar desde la fecha en la que se les informe de su incorporación a la red crítica para adecuar, en su caso, sus sistemas de protección conforme a los citados CGP-SEE.

Aquellas instalaciones que, como consecuencia de la actualización de la red crítica a la que se refiere el apartado 2.1, deban incrementar el nivel de equipamiento protector de sus instalaciones, dispondrán de un plazo de tres años a contar desde la fecha en la que se les informe de dicha circunstancia para adecuar, en su caso, sus sistemas de protección conforme a los citados CGP-SEE.

### 5. Seguimiento de la implantación de los CGP-SEE

Con periodicidad anual, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe de seguimiento sobre la implantación de los CGP-SEE. Dicho informe analizará los hitos previstos, su grado de implementación, las medidas correctivas necesarias, así como, en su caso, una revisión de la planificación temporal de implementación a la vista de los resultados obtenidos. Para la elaboración de este informe, el operador del sistema solicitará a los agentes la información actualizada que precise. Asimismo, el operador del sistema evaluará en dicho informe la necesidad de revisar los CGP-SEE.

### 6. Ajustes de las protecciones

#### 6.1 Criterios de coordinación de ajustes.

Los criterios de coordinación de ajustes son las directrices que permitirán ajustar los equipos de protección de manera que puedan detectar y eliminar cualquier perturbación con la máxima selectividad y rapidez, sin arrastrar a otros elementos del sistema.

El operador del sistema establecerá los Criterios de ajuste y coordinación de las protecciones de la Red de Transporte.

El operador del sistema establecerá, previa consulta pública en la que podrán participar los agentes implicados, los Criterios de ajuste y coordinación de Protecciones en las Fronteras Transporte – Distribución y los Criterios de ajuste y coordinación de las Protecciones en las Fronteras Transporte – Generación, y los publicará en su página web.

Los citados criterios de coordinación serán revisados en caso necesario por el operador del sistema y sometidos posteriormente a una consulta pública en la que podrán participar los agentes implicados.

#### 6.2 Criterios de ajuste de las protecciones.

Los criterios de ajuste de las protecciones especifican la respuesta que debe dar un equipo de protección ante variaciones de los parámetros físicos del sistema eléctrico.

Para faltas internas en sus instalaciones, los generadores ajustarán sus protecciones evitando que los grupos desconecten innecesariamente, y por otro lado asegurando la actuación requerida para cada caso, que evite la desconexión de elementos que no sean estrictamente necesarios, con el fin de evitar una evolución que afecte al resto del sistema.

En caso de faltas externas, como cortocircuitos en la red de transporte, desequilibrio generación-carga, o variaciones bruscas de tensión, las protecciones de los generadores

deberán dar prioridad a la actuación de las propias protecciones de la red de transporte externa en la solución del problema, y actuar de acuerdo con los criterios generales de protección citados en el apartado 3 y con los Criterios de Coordinación de las Protecciones en las Fronteras Transporte-Generación.

Las protecciones de los elementos de la red de distribución frontera con la red de transporte deberán tener en cuenta los criterios de ajuste establecidos en la red de transporte de forma que se garantice un comportamiento selectivo ante faltas internas en la red de distribución, tal y como se establece en los criterios generales de protección citados en el apartado 3 y en los Criterios de Coordinación de las Protecciones en las Fronteras Transporte-Distribución.

Para garantizar la coordinación de los ajustes de las protecciones de las instalaciones conectadas directamente a la red de transporte con las de la propia red de transporte, los propietarios de instalaciones de distribución y generación, así como los clientes conectados directamente a la red de transporte, deberán ajustar sus protecciones conforme a los criterios de coordinación establecidos, debiendo dichos ajustes ser validados por el operador del sistema antes de su implementación.

El operador del sistema dispondrá de una base de datos con todos los ajustes de la Red de Transporte y de los elementos frontera a la misma. Los propietarios de los sistemas de protección de las instalaciones conectadas a la Red de Transporte deberán informar al operador del sistema de los valores de ajuste de las protecciones de acuerdo con los criterios aplicados en cada instalación. Cualquier modificación realizada sobre los valores de ajuste acordados inicialmente deberá ser informada y validada previamente por el operador del sistema. El operador del sistema podrá facilitar esta información a otros sujetos interesados, siempre que ésta sea necesaria para determinar el valor de los ajustes de los sistemas de protección de estos sujetos interesados.

### 6.3 Ajuste de las protecciones.

Los ajustes de un equipo de protección son los valores concretos de regulación interna que le permiten cumplir con los criterios de ajuste especificados.

Los ajustes de la red de transporte serán establecidos por el operador del sistema.

Los ajustes del resto de instalaciones serán establecidos por los propietarios de las instalaciones respectivas, teniendo en cuenta los criterios de ajuste y coordinación mencionados y las características constructivas de los equipos.

## ANEXO

### Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE)

#### CAPÍTULO 1

#### Consideraciones generales

##### 1. Definición de conceptos

A continuación, se definen los conceptos más significativos que se van a utilizar a lo largo de este anexo:

– Calle:

Elemento de unión entre dos barras en subestaciones con configuración de interruptor y medio desde el que se conectan hasta 2 posiciones de salida de la subestación.

En subestaciones con configuración de anillo la calle comprende el tramo entre dos interruptores.

– Despeje y disparo instantáneo:

El disparo instantáneo de una falta lo realiza un sistema de protección que no tiene un retraso intencionado en su actuación. Teniendo en cuenta el tiempo de actuación del relé y la apertura de los interruptores, que es el momento en que el despeje se hace efectivo, los tiempos de eliminación de faltas despejadas en instantáneo pueden ser del orden de 100 ms.

– Despeje secuencial:

En una subestación de doble barra con acoplamiento, se considera despeje secuencial de una falta en barras el que se realiza mediante la apertura del interruptor de acoplamiento en 300 ms que aísla la barra sana de la barra en falta, y mediante la apertura de los interruptores de las posiciones conectadas a la barra en falta en tiempos de segunda zona, típicamente 500 ms.

Si se trata de una falta en una línea, el despeje secuencial implica el despeje de la falta mediante la apertura del interruptor de un extremo en tiempos de primera zona y la apertura del interruptor del extremo contrario en tiempos de segunda zona, típicamente 100 ms y 500 ms respectivamente.

– Elemento:

Cada uno de los equipos que forman los componentes que se conectan a un parque a través de uno o varios interruptores incluyendo el propio juego de barras, que pueden ser operados de manera independiente, de forma que puedan ser conectados o aislados mediante la apertura de los interruptores asociados, ya sea de forma voluntaria o mediante el disparo de las protecciones. Se considera elemento: juego de barras, circuito, transformador, reactancia, condensador etc.

– Fallo del sistema de protección:

Se considera fallo del sistema de protección a cualquier comportamiento de los elementos que forman el sistema de protección de forma distinta a la especificada.

– Falta franca:

Se considera una falta franca aquella en la que el valor de la resistencia de falta es la resistencia de arco.

– Falta resistiva:

Se considera una falta resistiva aquella en la que la resistencia de falta es superior a la resistencia de arco. Como excepción la falta sólida a un apoyo puesto a tierra con presencia de hilos de tierra no se considera resistiva, dado que la impedancia de falta es normalmente despreciable.

– Falta sólida:

Se considera una falta sólida aquella en la que no hay valor de resistencia, típicamente por un contacto metálico.

– GNSS (Global Navigation Satellite System):

Sistema global de navegación por satélite.

– Hueco de tensión:

Se define como hueco de tensión la disminución brusca de la tensión por debajo de los umbrales definidos de la tensión declarada en los Procedimientos de Operación, en los Reglamentos Europeos de Conexión, los desarrollos normativos asociados a su

implementación y en las normas que se desarrollen en este sentido en el futuro, según resulte de aplicación, seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo. Por convenio un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto. La profundidad del hueco de tensión se define como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión nominal.

- Indisponibilidad del sistema de protección:

Un sistema de protección se encuentra indisponible si se encuentra fuera de servicio por una intervención programada o por una avería en el mismo.

- Instalación de enlace:

Elemento que conecta la red de Transporte y la red no Transporte. La conexión se puede realizar mediante línea o transformador, según sea red de generación, consumo o distribución, tal y como se define en los Procedimientos de Operación:

- Conexión mediante línea: conexión en redes de generación o consumo.
- Conexión mediante transformador: conexión en redes de generación, consumo o distribución.

- Línea corta:

Se considera una línea corta si el valor del SIR es superior o igual a 4 en alguno de sus extremos, según la definición del estándar de la IEEE Std C37.113-2015.

En líneas en antena de generación o consumo se tendrá en cuenta el SIR del extremo de la red mallada.

- Línea larga:

Se considera una línea larga si el valor del SIR es inferior a 4 en todos sus extremos, según la definición del estándar de la IEEE Std C37.113-2015.

En líneas en antena de generación o consumo se tendrá en cuenta el SIR del extremo de la red mallada.

- Línea mixta:

Línea formada por varios tramos o secciones siendo al menos uno de ellos subterráneo o submarino.

- Línea ultracorta:

Línea en la que no resulta factible ajustar la zona 1 de la función de distancia porque el rango mínimo de ajuste del relé no lo permite, o en la que el alcance selectivo de la zona 2 no tiene una cobertura resistiva capaz de garantizar la detección de la falta franca en la barra remota con resistencia de arco.

- Módulo de generación de electricidad síncrono –MGES–:

Se define como un conjunto indivisible de instalaciones que pueden producir energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y por tanto, estén sincronizadas.

- Módulo de parque eléctrico –MPE–:

Es una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectada de forma no síncrona a la red o que está conectada mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC.

– Módulo de generación de electricidad –MGE–:

Es un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico.

– Nivel de equipamiento:

Sistemas de protección necesarios para cumplir con los requisitos de seguridad del sistema eléctrico.

Existen varios niveles de equipamiento que se diferencian en el número de protecciones y los sistemas de telecomunicación existentes: 2SP/2C (dos sistemas de protección principal y dos sistemas de telecomunicación independientes), 2SP/1C (dos sistemas de protección principal y un único sistema de telecomunicación), 2SP (dos sistemas de protección principal sin comunicar), etc.

– Perturbación:

Una perturbación es todo estado o evento indeseable, involuntario y normalmente imprevisible en la configuración o funcionamiento de la red. Las perturbaciones pueden ser debidas a:

- Cortocircuitos en el sistema: es la causa eléctrica origen de una perturbación.
- Variación de algún parámetro de la red superando los límites normales de funcionamiento. Pueden ser debidas a variaciones de tensión, intensidad o frecuencia, conexión o desconexión brusca de contingentes importantes de generación o consumo, aperturas intempestivas de elementos por maniobras anómalas, disparos intempestivos etc.

– PMU (Unidades de medida fasorial):

Dispositivo que calcula fasores de tensión y corriente en un punto del sistema eléctrico con la particularidad de que las medidas están sincronizadas, es decir, se toman con una referencia de tiempo común a través de GNSS, lo que permite comparar los fasores medidos en diferentes puntos del sistema eléctrico y obtenidos en el mismo instante de tiempo.

– Sistema de Protección:

El sistema de protección es un conjunto de elementos cuya función es detectar de manera rápida, segura y eficaz cualquier perturbación o situación anómala en la red que pueda tener una repercusión en el funcionamiento normal del resto del sistema, y aislar la zona afectada del resto del sistema.

El sistema de protección comprende los siguientes elementos:

- Relés de protección.
- Sistemas de telecomunicación.
- Transformadores de medida (transformadores de intensidad y de tensión).
- Sistemas de alimentación en continua, tanto para los relés de protección como para los sistemas de telecomunicación.
- Cableado.
- Interruptores de potencia.

– Red crítica:

Conjunto de elementos que forman parte de la red de aplicación de los CGP-SEE.

– Selectividad:

Capacidad del sistema de protección para eliminar una falta desconectando el mínimo número de elementos necesarios.

- Sensibilidad de una función de protección:

Umbral mínimo de la magnitud eléctrica de la variable ante la que actúa la función de protección.

- Sistema de protección de apoyo:

Un sistema de protección de apoyo es aquel que tiene la función de actuar cuando una perturbación no ha sido eliminada por alguna de las siguientes causas:

- Fallo o incapacidad en el funcionamiento de los sistemas de protección principales.
- Fallo del interruptor o interruptores asociados al elemento.

El sistema de protección de apoyo debe actuar en tiempos superiores al tiempo de actuación de los sistemas de protección principales del elemento al que da apoyo. La función de protección se puede realizar de manera local, si el sistema de protección de apoyo y el elemento protegido se encuentran en la misma subestación o de forma remota si el sistema de protección de apoyo se encuentra en subestaciones remotas respecto a las de los sistemas de protección principales del elemento.

Dentro del sistema de apoyo local se incluye la función de fallo de interruptor cuya actuación provoca el disparo de los interruptores adyacentes. La actuación de este sistema de protección se debe temporizar respecto a la de los sistemas de protección principales.

- Sistema de protección principal:

Un sistema de protección principal es aquel cuya función es detectar cualquier perturbación en el elemento protegido y aislarla del resto del sistema eléctrico en tiempo inferior al crítico y con selectividad.

- Sistema de telecomunicación:

Es la infraestructura física y lógica –*hardware* y *software*–, cuyo fin es el transporte de información entre dos puntos –emisor y receptor–. Dicho sistema está a su vez compuesto por el equipamiento que procesa la información en los extremos, así como por el medio de transmisión, vía o camino, necesario para el transporte de dicha información.

El equipamiento o infraestructura de los extremos está formado por todos los componentes activos y pasivos necesarios para dicha función.

El medio de transmisión a su vez puede ser guiado –fibra óptica, cables de cobre, guía onda, línea de alta tensión, etc.–, o no guiado –inalámbrico– cuyo soporte es el aire o el vacío.

- SIR (Source Impedance Ratio):

El SIR es el ratio calculado entre la impedancia fuente y la impedancia de la línea protegida. Este valor hace referencia a cada extremo de una línea y se utiliza en protecciones para clasificar la longitud eléctrica de una línea para poder definir el esquema de protección y ajustar las protecciones de la misma. El comportamiento de las protecciones de distancia depende de dicho valor, en cuanto a posibles sobrealcances transitorios, tiempo de actuación, etc.

- Subestación:

Es una instalación eléctrica formada por un conjunto de dispositivos cuya función es conectar entre sí varios elementos de la red para poder transportar la energía generada en las centrales hasta los consumidores. La conexión se puede realizar mediante líneas

que conectan subestaciones del mismo nivel de tensión o mediante transformadores que conectan parques de distintos niveles de tensión.

El conjunto de aparataje de un mismo nivel de tensión de una subestación se denomina parque, si bien a lo largo de este anexo se utilizará de forma genérica igualmente el término de subestación.

Los principales equipos que constituyen una subestación son: seccionadores, interruptores, equipos de control y protección, equipos de medida, pararrayos – autoválvulas–, bobinas de bloqueo, red de puesta a tierra, etc.

– Subestación colectora:

Subestación conectada a la Red de Transporte o Distribución a través de una instalación de enlace ya sea mediante línea o transformador, que constituye el punto de conexión hacia redes de Generación o Consumidores.

– Tiempo crítico de eliminación:

El tiempo crítico de eliminación, o tiempo crítico, se define como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito sin que se produzca a nivel regional o nacional una perturbación crítica para el sistema en su conjunto debido a:

- Pérdida de estabilidad de los grupos generadores u oscilaciones entre ellos que afecten a la estabilidad del sistema.
- Desconexión de una cantidad de generación significativa que pueda ocasionar un desbalance generación – demanda que lleve al sistema a una inestabilidad.
- Incumplimiento de los criterios de seguridad estáticos en el régimen permanente establecidos en los Procedimientos de Operación una vez que la perturbación se ha aislado del sistema.
- En los Sistemas Eléctricos no Peninsulares, si se producen pérdidas de demanda relevantes que no sean debidas a la selectividad del sistema de protección o que puedan aparecer por la formación de subsistemas aislados en los que no hubiera equilibrio generación – demanda.
- Pérdida de al menos una de las líneas de interconexión de alterna con Francia por actuación de los relés de pérdida de sincronismo o la desconexión del enlace de continua, si estos disparos dan lugar a una inestabilidad en el sistema.

La concreción y cuantificación de los puntos precedentes se establece en la metodología de cálculo del tiempo crítico que se refleja en el capítulo 4.

Se considera que el cortocircuito se elimina con la apertura simultánea de todos los interruptores del elemento afectado exclusivamente.

La referencia en el anexo a «tiempo crítico en un extremo de un elemento» debe entenderse como el tiempo máximo para eliminar una falta situada en el nudo donde se conecta dicho elemento, con la apertura simultánea de todos los interruptores del nudo.

– Tiempo de eliminación de una falta:

El tiempo de eliminación de una falta es el que transcurre desde que aparece la intensidad de falta hasta que la falta es despejada con la desconexión de los elementos necesarios.

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 o si se produce la actuación de la primera zona de la función de distancia del acoplamiento.

- $t \leq 500$  ms: ante el fallo de algún elemento del sistema de protección principal o ante sistemas de protección que impliquen despeje secuencial, zona 1 tacón del transformador o en segunda zona de línea.
- $t \leq 700$  ms: si se produce la actuación de la segunda zona de la función de distancia del acoplamiento.
- $t \leq 900$  ms: ante disparos de zona 2 tacón del transformador o tercera zona de línea.
- $t \leq 1,1$  s: ante disparos de zona 2 tacón del transformador o tercera zona de línea que alcancen otros niveles de tensión.
- $t \leq 1,5$  s: ante disparos de cuarta zona de línea.
- tiempo dependiente de la curva de tiempo en funciones de protección con dicha característica (protecciones de sobreintensidad a tiempo inverso).

– Tiempo de reenganche:

El tiempo de reenganche es el tiempo comprendido entre la desconexión de un elemento debido a la aparición de una falta y el momento en que el elemento vuelve a estar en servicio.

Las líneas pueden disponer de dos posibilidades de reenganche automático tras un disparo:

- Reenganche automático monofásico: ante apertura de una de las fases de la línea, pasado el tiempo de reenganche monopolar los polos de los interruptores de ambos extremos cierran.
- Reenganche automático trifásico: tras la apertura de las tres fases de la línea y pasado el tiempo de pausa tripolar el interruptor de uno de los extremos cierra y posteriormente cierra el interruptor del extremo contrario si existe sincronismo.

– Zona de alcance de una protección:

Parte del sistema eléctrico en la que el sistema de protección es capaz de detectar una perturbación. El origen viene delimitado por los transformadores de intensidad a los que se conecta el sistema de protección.

## 2. *Ámbito de aplicación*

### 2.1 Elementos del sistema eléctrico considerados.

De acuerdo con el apartado 2 del presente procedimiento de operación, los criterios generales de protección definidos en este anexo aplican al siguiente subconjunto del sistema de potencia:

– Red de Transporte:

- Todos los elementos de tensión nominal igual o superior a 220 kV en el SEP o 66 kV en los TNP que formen parte de la Red de Transporte, tal como se define en la Ley del Sector Eléctrico 24/2013.
- Elementos de la Red de Transporte de tensiones inferiores a las anteriores en las que una falta pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto si es despejada en un tiempo superior o igual a 1 segundo, es decir elementos conectados a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo.

– Red no Transporte:

- Elementos que forman la instalación de enlace con la Red de Transporte a través de línea o transformador.

- Cuando la instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea, todos los elementos de los parques aguas abajo de la instalación de enlace que sean del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace.

Elementos conectados a nudos de la Red no Transporte en los que una falta pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto si es despejada en un tiempo superior o igual a 1 segundo, es decir elementos conectados a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo.

– Instalaciones de generación:

- Los módulos de generación de electricidad conectados a la Red de Transporte, a nudos de la Red no Transporte cuya instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea y su punto de conexión sea del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace o al resto de nudos de la Red no Transporte cuyo tiempo crítico sea inferior a 1 segundo.

– Instalaciones de Almacenamiento:

- Las instalaciones de almacenamiento conectadas a la Red de Transporte, a nudos de la Red no Transporte cuya instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea y su punto de conexión sea del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace o al resto de nudos de la Red no Transporte cuyo tiempo crítico sea inferior a 1 segundo.

– Instalaciones de Consumo:

- Las instalaciones de consumo conectadas a la Red de Transporte, a nudos de la Red no Transporte cuya instalación de enlace con la Red de Transporte sea una línea y su punto de conexión sea del mismo nivel de tensión que la citada instalación de enlace o al resto de nudos de la Red no Transporte cuyo tiempo crítico sea inferior a 1 segundo.

Los elementos considerados en los puntos anteriores forman parte de la Red de Transporte, Distribución, Generación y Consumo y comprenden, según corresponda, líneas, transformadores, módulos de generación de electricidad, barras y demás componentes, y constituyen la red crítica del sistema.

Los criterios establecidos en este anexo no son de aplicación para aquellos sistemas eléctricos aislados en los que no existe Red de Transporte, con niveles de tensión iguales o inferiores a 30 kV y que únicamente están formados por una red de Distribución y Generación que alimenta a la demanda de la zona.

En las siguientes figuras se representan esquemas generales de red del sistema eléctrico peninsular y sistemas eléctricos insulares donde se muestran los elementos considerados dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE:

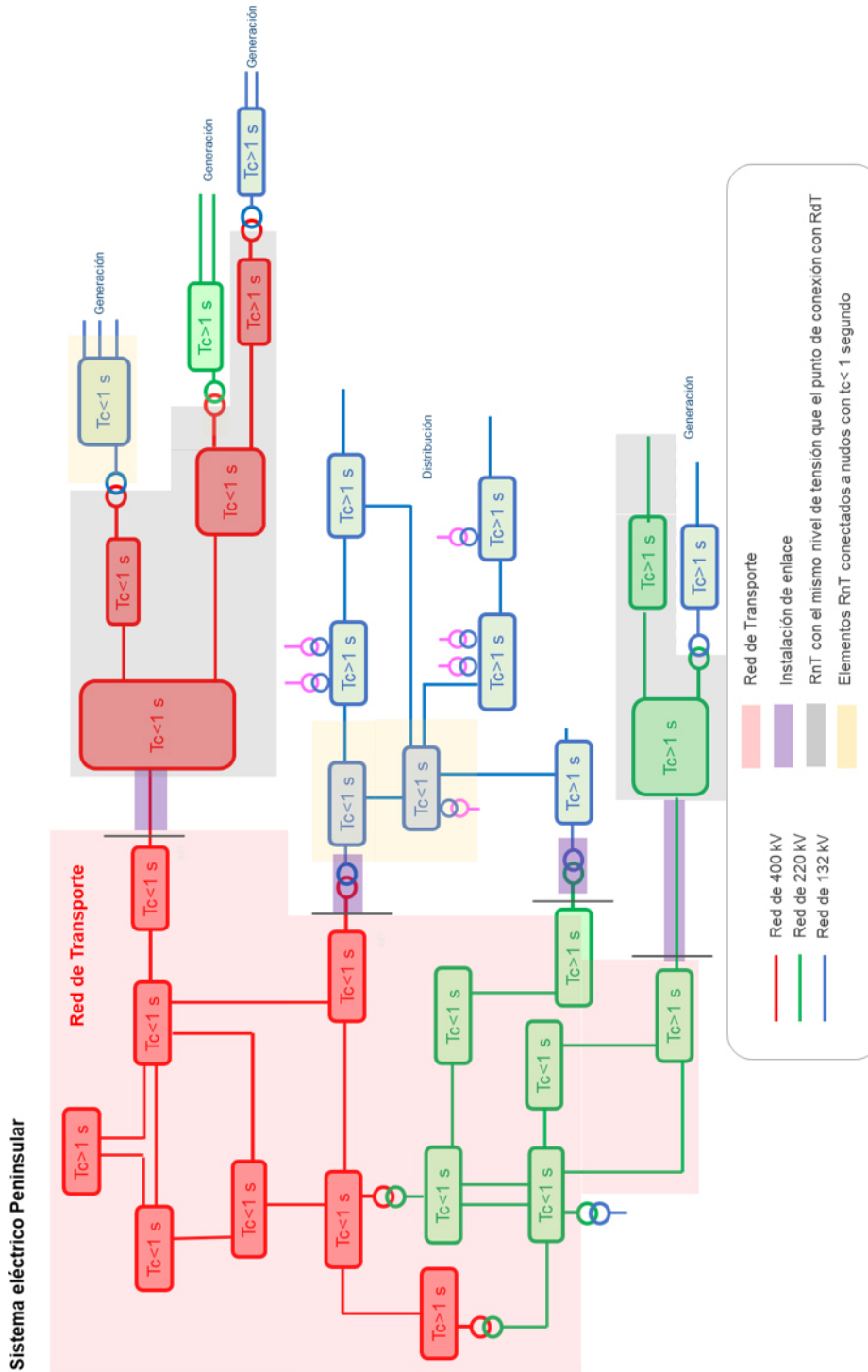


Figura 1: Ejemplo de elementos del sistema considerados dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE. Sistema eléctrico peninsular

## Sistema eléctrico insular

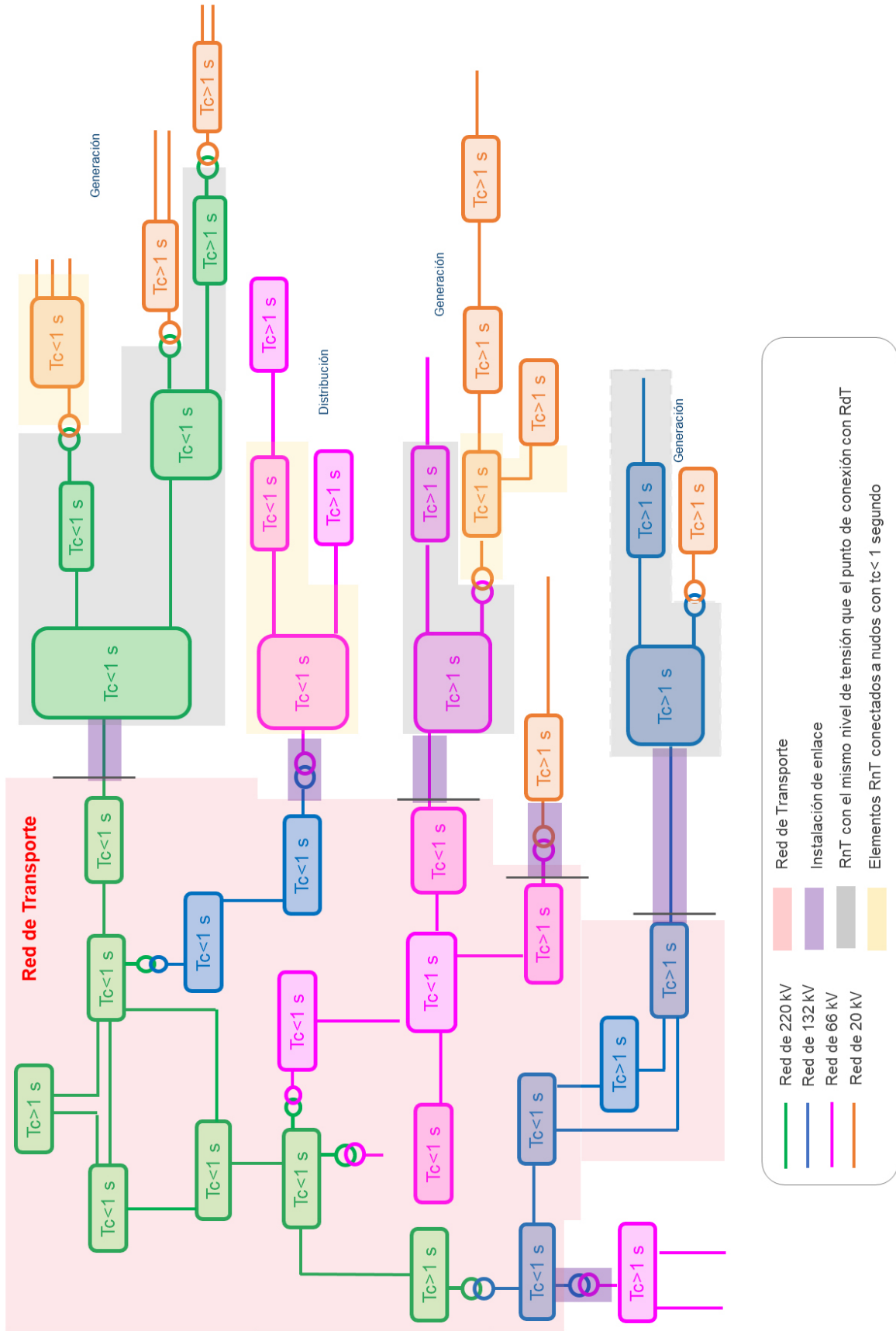


Figura 2: Ejemplo de elementos del sistema considerados dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE. Sistema eléctrico insular

## 2.2 Implementación de los CGP-SEE.

En relación con la implementación de los CGP-SEE, se atenderá a lo dispuesto en el apartado 4 del presente procedimiento de operación.

## 3. Criterios de redundancia

Tal y como se verá en los apartados siguientes, los niveles de equipamiento del sistema de protección establecidos para la eliminación de faltas obligan a disponer de sistemas de protección redundantes, cuya función principal es cubrir el fallo simple de cualquier elemento del sistema de protección para asegurar el correcto despeje de una falta en tiempo inferior al crítico y con selectividad. No se postula como fallo simple el fallo del armario o bastidor de protecciones.

La redundancia en el sistema de protección se puede realizar mediante sistemas de protección asociados al mismo circuito primario o elemento de la red, mientras que en otros casos, la redundancia se establece desde elementos distintos al protegido.

Se debe entender la redundancia del sistema de protección con las siguientes matizaciones:

### 3.1 Redundancia en transformadores de medida.

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.

En el caso de los transformadores de intensidad podrán ser compartidos por los sistemas de protección de elementos adyacentes, es decir, podrán ser compartidos entre los sistemas de protección del elemento y las barras o entre sistemas de protección de elementos adyacentes en subestaciones con configuración de anillo o interruptor y medio.

No se contempla la redundancia completa de los transformadores de intensidad y de tensión en cada posición ya que tiene implicaciones de ubicación física, coste e incremento de equipamiento. Sin embargo los transformadores de medida deben cumplir con los siguientes requisitos:

– Los sistemas de protección principales de un elemento deberán conectarse a devanados de protección secundarios de intensidad diferentes.

– Los sistemas de protección principales de elementos adyacentes conectados al mismo transformador de intensidad podrán compartir el devanado secundario de intensidad.

– La selección de las características técnicas –en el caso de transformadores convencionales la relación de transformación, clase y potencia de precisión de los devanados de protección– a utilizar en los transformadores de intensidad será la

adecuada para el correcto funcionamiento de los modelos de protección específicos considerados, tanto ante la máxima falta externa pasante por el elemento a proteger, como ante la máxima falta interna previsible en el momento de la instalación de los sistemas de protección. Esta comprobación se hará siguiendo las prescripciones de los fabricantes de las protecciones en relación con la selección de los transformadores de intensidad. Cuando no se disponga de estas prescripciones se aplicará el estándar IEEE C37.110.

– Cada sistema de protección principal de un mismo elemento deberá alimentarse de un devanado secundario de tensión independiente. En transformadores de tensión existentes con un solo devanado secundario, se admite emplear el mismo devanado secundario para ambos sistemas de protección, en cuyo caso, será necesario independizar los circuitos convenientemente protegidos para alimentar cada sistema de protección, quedando cubierto en todo el circuito secundario el fallo simple del devanado de tensión, incluido el cableado.

En caso de falta en el transformador de intensidad o de tensión, se producirá una pérdida total de las funciones de protección asociadas. Este tipo de faltas que son muy poco probables, tendrían que ser eliminadas en algunos casos, en tiempo superior al crítico y con pérdida de selectividad.

Si el sistema de protección de un elemento está formado por un sistema de protección principal y un sistema de protección de apoyo, o dos sistemas de protección de apoyo, ambos sistemas de protección deberán alimentarse de devanados de intensidad y/o tensión independientes. Estos casos se contemplan por ejemplo cuando el sistema de protección de una subestación de doble barra con acoplamiento se realiza mediante un sistema de protección principal formado por una protección diferencial de barras y un sistema de protección en apoyo formado por una protección de acoplamiento y funciones de apoyo desde los extremos remotos. La protección de acoplamiento y la protección diferencial de barras que están ubicadas en la misma subestación deberán cumplir con los criterios de redundancia en cuanto a transformadores de intensidad por lo que deberán conectarse a devanados secundarios diferentes.

En el caso de emplear transformadores de medida no convencionales se debe asegurar en todo momento el criterio de redundancia, lo que implica que en situación de pérdida de un único elemento de medida se garantice el correcto funcionamiento de al menos uno de los sistemas de protección principal que protege al elemento.

### 3.2 Redundancia en sistemas de alimentación en corriente continua.

El sistema de corriente continua debe garantizar que en caso de fallo simple el sistema de protección pueda seguir funcionando correctamente.

Con el objeto de garantizar redundancia en el sistema de continua se debe disponer de dos alimentaciones separadas e independientes explotadas de manera separada y con posibilidad de ser acopladas ante averías o mantenimiento. Esto implica la instalación de, al menos, dos conjuntos cargador–batería con capacidad de alimentar cada uno de ellos sin la ayuda del cargador, por avería o ausencia de corriente alterna, todas las cargas esenciales de la instalación.

En subestaciones consideradas esenciales para llevar a cabo los planes de reposición ante un cero total, se deberá garantizar un tiempo mínimo de funcionamiento de la subestación, sin alimentación exterior, conforme a lo establecido en el artículo 42.5 de la *Commission Regulation (EU) 2017/2196* of 24 November 2017 «Establishing a network code on electricity emergency and restoration» o la norma que la sustituya.

En el resto de las subestaciones se deberá garantizar un tiempo mínimo de autonomía de las baterías de cinco horas si se dispone de grupo electrógeno, ocho horas si no se dispone de grupo electrógeno o el tiempo necesario que determinen los escenarios de reposición para garantizar que se pueda maniobrar la subestación con el sistema de protección operativo, para garantizar el funcionamiento de la subestación sin tensión en la red mediante dichas baterías y grupos electrógenos.

En los casos en que el sistema de protección de un elemento esté formado por un sistema de protección principal y un sistema de protección de apoyo de subestación, o dos sistemas de protección de apoyo, ambos sistemas de protección deberán disponer de sistemas de alimentación de continua independientes. Estos casos se contemplan por ejemplo cuando el sistema de protección de una subestación de doble barra con acoplamiento se realiza mediante un sistema de protección principal formado por una protección diferencial de barras y un sistema de protección en apoyo formado por una protección de acoplamiento y funciones de apoyo desde los extremos remotos. La protección de acoplamiento y la protección diferencial de barras que están ubicadas en la misma subestación deberán cumplir con los criterios de redundancia en cuanto a sistemas de alimentación en continua, para que en caso de fallo de un sistema de alimentación quede al menos un sistema de protección totalmente operativo.

### 3.3 Redundancia de circuitos de disparo del interruptor de potencia.

No se contempla la redundancia completa del interruptor de potencia ya que tiene implicaciones de ubicación física, coste e incremento de equipamiento, sin embargo, sí que debe existir doble circuito de disparo en los interruptores, uno para cada sistema de protección principal, siendo igualmente válido que cada uno de los sistemas de protección disparen a través de ambas bobinas de disparo siempre que se garantice la independencia de la alimentación en continua de cada una de ellas, y además se supervisará la continuidad de cada circuito de disparo. Al no considerar la redundancia del interruptor de potencia, será necesario disponer de protección de fallo de interruptor para cubrir su fallo.

En situaciones en las que sea necesaria la actuación del fallo de interruptor, la selectividad implica la pérdida de los elementos a ambos lados del interruptor y el proceso de eliminación de la falta sería de hasta 300 ms.

En subestaciones con tiempo crítico inferior a 300 ms y gran concentración de generación, el proceso de eliminación de una falta considerando fallo de interruptor o ante una falta entre el transformador de intensidad y el interruptor puede resultar inadmisibles por generar una inestabilidad en el sistema debido a problemas dinámicos que puedan hacer perder sincronismo a los generadores síncronos o tener repercusiones graves para el conjunto del sistema eléctrico. En estos casos, en los que aumentar el número de relés de protección no es la solución, el operador del sistema deberá evaluar el adoptar otras soluciones que garanticen la estabilidad del sistema ante este tipo de fallos en dichas instalaciones.

En los casos en que el sistema de protección de un elemento esté formado por un sistema de protección principal y un sistema de protección de apoyo local de subestación, o mediante dos sistemas de protección de apoyo, ambos sistemas de protección deberán dar orden de disparo al interruptor a través de bobinas diferentes. Estos casos se contemplan por ejemplo cuando el sistema de protección de una subestación de doble barra con acoplamiento se realiza mediante un sistema de protección principal formado por una protección diferencial de barras y un sistema de protección en apoyo formado por una protección de acoplamiento y funciones de apoyo desde los extremos remotos. La protección de acoplamiento y la protección diferencial de barras, que están ubicadas en la misma subestación, deberán cumplir con los criterios de redundancia en cuanto al circuito de disparo del interruptor, para que en caso de fallo de uno de los circuitos de disparo permanezca al menos un sistema de protección con capacidad de disparo.

### 3.4 Redundancia en el sistema de protección a través de sistemas de telecomunicación.

El sistema de telecomunicación es un elemento del sistema de protección: por tanto, en las líneas cuyo nivel de equipamiento implica disponer de dos sistemas de telecomunicación independientes, se debe garantizar que el fallo de cualquier

componente de uno de los sistemas de telecomunicación no suponga la pérdida de las comunicaciones de los dos sistemas de protección principal.

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.

En el caso de que un apoyo deba soportar dos medios de transmisión independientes de un mismo elemento, éstos deberán estar sustentados en puntos diferentes del apoyo con la máxima distancia posible entre ellos.

No se postula como fallo simple el fallo del armario o bastidor de comunicaciones.

### 3.5 Redundancia en el sistema de protección a través de protección de apoyo.

Cuando la redundancia en el sistema de protección se realice a través de sistemas de protección de apoyo, es decir, en elementos distintos al protegido, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

– Los sistemas de protección de apoyo deben ubicarse en subestaciones remotas a la del elemento a proteger, ya que podría producirse el fallo común en el nudo local.

– Hay ciertos casos en los que por razones de selectividad o sensibilidad –líneas en T o líneas muy largas con otras muy cortas en la misma subestación–, debe considerarse como alternativa la ubicación de un sistema de protección de apoyo local existiendo en cualquier caso un sistema de protección de apoyo remoto con tiempos de actuación mayores.

– La función de protección de apoyo de transformadores a otros elementos no podrá realizarse desde una subestación remota por la propia ubicación del transformador. Por lo tanto, se realizará desde los parques con los que conecta el transformador, siempre que sean una fuente de alimentación al cortocircuito.

En aquellos casos en los que el sistema de protección esté formado por un sistema de protección principal y un sistema de protección en apoyo, los sistemas de protección ubicados en la misma subestación deberán cumplir con los criterios de redundancia definidos en el inicio de este apartado en cuanto a alimentación en corriente continua, transformadores de medida y bobinas de disparo al interruptor de potencia.

## CAPÍTULO 2

### Criterios generales de protección de generación

En un sistema eléctrico, los módulos de generación de electricidad –MGE–, constituyen un elemento diferenciado del resto de instalaciones existentes. Ante una situación de perturbación provocada por causas diversas, los módulos de generación de electricidad han de mantenerse en servicio siempre que sea posible para evitar mayores consecuencias en el sistema y para garantizar la seguridad y estabilidad de la red, la continuidad de suministro y mantener los valores de las principales magnitudes eléctricas como la frecuencia y la tensión dentro de los límites normales de funcionamiento.

Los elementos que constituyen la instalación de generación deben disponer de un sistema de protección específico que actúe ante faltas o perturbaciones en los módulos de generación de electricidad que puedan alterar el correcto funcionamiento de los mismos, así como de un sistema de protección en apoyo que actúe ante faltas externas.

En este capítulo se definen los criterios para determinar el nivel mínimo de equipamiento protector con el que debe cumplir toda instalación de generación considerada dentro del ámbito de aplicación.

El capítulo comienza con la definición de los requisitos de protección de los módulos de generación de electricidad y continúa con los requisitos protectivos en las

instalaciones que forman la red de evacuación de generación (síncrona o basada en electrónica de potencia).

Los sistemas de protección de los módulos de generación de electricidad deberán estar coordinados con los valores admisibles establecidos para el conjunto de requisitos definidos en los Procedimientos de Operación, los Reglamentos Europeos de Conexión, los desarrollos normativos asociados a su implementación y en las normas que se desarrollen en este sentido en el futuro, en los que se establecen criterios relativos a huecos de tensión, sobretensiones, variaciones de frecuencia y derivada de frecuencia, entre otros.

El diseño del sistema de protección se determinará con el objetivo de garantizar un comportamiento adecuado del sistema de protecciones que evite que se produzcan daños en los módulos de generación eléctrica y la desconexión de los mismos dentro de los rangos de funcionamiento definidos en la normativa anteriormente mencionada.

Los criterios establecidos aplican tanto a funciones de protección principales para los propios módulos de generación de electricidad así como funciones de protección de apoyo desde dichos módulos al resto de los elementos de la red adyacente, pues independientemente de las redundancias establecidas, se puede dar el caso de fallo completo del sistema de protección de una posición.

### *1. Requisitos de protección en módulos de generación de electricidad*

#### *1.1 Sistema de protección principal.*

El sistema de protección del transformador de máquina de una instalación de generación síncrona o el transformador AT/MT de un módulo de parque eléctrico debe ser capaz de despejar una falta interna en el transformador o una falta externa al mismo pero interna a la zona delimitada por los transformadores de intensidad donde se conectan las protecciones del transformador garantizando un comportamiento selectivo con las protecciones del resto de elementos ante cortocircuitos en la red externa al mismo.

El equipamiento mínimo de protecciones de los transformadores de instalaciones de generación 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 donde se conectan las protecciones del transformador.

La función diferencial debe estar redundada dado que en caso de fallo simple, no se garantiza el despeje de una falta interna en la máquina a través de protecciones de apoyo desde otros elementos en tiempos que garanticen la integridad de la misma.

– 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.

#### • Módulos de generación de electricidad síncronos:

Dado el carácter grave de las faltas en el sistema de generación es necesario disponer en los generadores síncronos de un sistema de protección que sea selectivo y rápido mediante un sistema de protección de principal con redundancia. Por sistema de protección principal se considerará la función diferencial de generador y por sistema de protección de apoyo funciones de sobreintensidad o de mínima impedancia.

El esquema de protección también se puede implementar mediante protecciones diferenciales de bloque conectadas en el lado de alta del transformador de máquina y en el neutro del módulo de generación de electricidad síncrono, que protegen ambos elementos en su conjunto.

- Módulos de parque eléctrico:

Los elementos de la red de Media Tensión y Baja Tensión del MPE, no entran dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE.

### 1.2 Sistema de protección en apoyo.

El sistema de protección de apoyo de una instalación de generación síncrona o el transformador AT/MT de un módulo de parque eléctrico está formado por funciones de protección para detectar faltas externas a dichos elementos, y actuar cuando el sistema de protección principal de los elementos en falta no sea capaz de despejar una falta en condiciones normales.

Ante una falta externa, los sistemas de protección de apoyo deben actuar de manera coordinada con las protecciones principales de cada elemento tanto si la falta se produce dentro del MGE, como si se produce en elementos de la red externa. De esta manera se garantiza la selectividad que evita la desconexión de los MGE en situaciones innecesarias, y para ello se deben temporizar con un tiempo suficiente para que los sistemas de protección principal del elemento en falta puedan actuar previamente.

Si se utilizan relés multifunción que integren las funciones principales y funciones de apoyo, será necesario que las funciones de apoyo queden redundadas en ambos relés.

- Sistema de protección de apoyo del transformador AT/MT:

El transformador deberá disponer de las siguientes funciones de protección en apoyo:

- Sobreintensidad para faltas a tierra y entre fases: Estas funciones de protección se instalan en el lado de alta del transformador para medir la corriente de aportación del transformador ante faltas externas. Están temporizadas para que en caso de disparo sean selectivas respecto al sistema de protección principal y al sistema de protección de apoyo de la red externa. Al ser funciones de protección no direccionales también serán funciones de apoyo para faltas en el transformador y en algunas ocasiones pueden actuar para faltas en el lado de generación.

- Distancia: Esta función de protección utiliza la medida de intensidad del lado de alta del transformador y la tensión de la posición de alta donde evacúa la instalación de generación. Normalmente dispone de varias zonas de protección para detectar faltas en la red externa y faltas dentro de la instalación de generación. La instalación de esta función de protección no es obligatoria salvo que no se garantice la coordinación entre las funciones de protección de sobreintensidad del transformador y las protecciones de la red externa.

Tanto las funciones de sobreintensidad para faltas a tierra y entre fases como la función de distancia del transformador de máquina deben de estar coordinadas con el sistema de protección principal del transformador, con el sistema de protección de apoyo del resto de elementos de la instalación de generación y de los elementos de la red externa, garantizando en todo momento una actuación selectiva.

- Protecciones de apoyo del generador síncrono:

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

- Sobreintensidad para faltas entre fases: Estas funciones de protección se instalan en el lado del neutro del generador para medir la corriente de aportación en el devanado del estator del generador ante faltas externas tanto en la instalación de generación como en la red externa. Su actuación debe estar temporizada para coordinar con los sistemas de protección principal y de apoyo del resto de elementos de la instalación de generación y con el sistema de protecciones de apoyo de la red externa.

- **Sobreintensidad para faltas entre fases con frenado por tensión:** esta función de protección utiliza la medida de intensidad de fase en el lado del neutro y la tensión en bornas del generador por tanto, dispone de dos elementos de control: uno de tensión y otro de intensidad. Es común su instalación en máquinas autoexcitadas en las que en condiciones de falta, como se reduce la tensión y la excitación no puede mantener la intensidad de falta inicial, se dan casos en los que el valor de intensidad va disminuyendo alcanzando incluso valores estables por debajo del umbral de actuación, lo que produciría la pérdida del arranque de la protección y por tanto la no ejecución de la orden de disparo.

Ante una falta externa, arrancan las dos unidades de medida, tanto de tensión como de intensidad, y si al llegar el tiempo de disparo la tensión no se ha recuperado, la protección ejecuta la orden de disparo, aunque la intensidad haya recaído.

- **Distancia:** esta función de protección utiliza la medida de intensidad de fase en el lado del neutro y la tensión en bornas del generador y es una función de protección de apoyo que cuenta con varios escalones de actuación para detectar faltas en la instalación de generación y en la red externa.

Las funciones de sobreintensidad para faltas entre fases y de distancia deben de estar coordinadas con los sistemas de protección principal y los sistemas protección de apoyo del resto de elementos de la instalación de generación y de la red externa, garantizando en todo momento una actuación coordinada y selectiva entre los sistemas de protección.

### 1.3 Protecciones propias de generadores.

El sistema de protecciones de los generadores incluye numerosas funciones de protección propias así como funciones adicionales para detectar otro tipo de faltas o situaciones en las que se den unas condiciones de funcionamiento anormales de la red que puedan tener afectación sobre los mismos. La elección del sistema de protecciones propias será responsabilidad del propietario del generador dependiendo de la potencia y el tipo de instalación.

Con carácter informativo, se indican a continuación algunas de las perturbaciones que deben ser detectadas, en función del tipo de generación, por las funciones de protección:

- Carga asimétrica (secuencia de fase negativa).
- Sobrecarga del estátor y el rotor.
- Sobreexcitación y subexcitación.
- Sobretensión/subtensión en el punto de conexión.
- Sobretensión/subtensión en los terminales del alternador.
- Corriente de magnetización.
- Funcionamiento asíncrono (deslizamiento de polos).
- Protección contra torsiones inadmisibles sobre el eje.
- Protección de línea del módulo de generación de electricidad.
- Protección del transformador de la unidad.
- Respaldo contra el funcionamiento incorrecto del sistema de protección y aparamenta de maniobra y corte.
- Sobreflujo (u/f).
- Potencia inversa.
- Derivada de frecuencia.
- Desplazamiento de tensión del punto neutro.
- Protección contra faltas a tierra en el lado de baja tensión del mpe.
- Protección contra faltas a tierra en el rotor.
- Variación de frecuencia.
- Pérdida de excitación.

Los sistemas de protección de los módulos de generación eléctrica deben cumplir con los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación, los Reglamentos Europeos de Conexión, los desarrollos normativos asociados a su implementación y las normas que se desarrollen en este sentido en el futuro, en los cuales se determinan criterios específicos de actuación para las funciones de variaciones de frecuencia y derivada de frecuencia, y criterios relativos a los huecos de tensión, sobretensiones y subtensiones, de tal forma que se garantice que no se produce la desconexión del módulo de generación de electricidad dentro de los rangos de funcionamiento definidos en la normativa anteriormente citada, así como evitar que se produzcan daños en los mismos.

Todas las funciones de protección deberán estar coordinadas con las protecciones principales y de apoyo del resto de elementos de la instalación de generación y de la red externa, para garantizar en todo momento un comportamiento selectivo en caso de ser necesaria su actuación. Igualmente, deberán estar coordinadas con el reenganche de las líneas próximas a las instalaciones de generación.

## 2. Requisitos en la red de evacuación de los módulos de generación de electricidad

Los elementos que forman parte de la red de evacuación de los módulos de generación de electricidad que se encuentran dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE son los siguientes:

- La instalación de enlace que conecta la Red de Transporte con la subestación colectora las cuales deben cumplir con los criterios definidos en los apartados 1.3 o 1.5.3 del capítulo 3, según corresponda.
- La subestación colectora según su nivel de criticidad o su nivel de tensión, en cuyo caso le aplican los criterios definidos en el apartado 1.2 del capítulo 3.
- El resto de elementos de la instalación de evacuación aguas debajo de la subestación colectora siempre que formen parte de la red considerada de aplicación, a los que les aplican los criterios definidos en el apartado 1 del capítulo 3 según el tipo de elemento.

## CAPÍTULO 3

### Criterios generales de protección de red

En este capítulo se desarrollan los criterios para definir el nivel de equipamiento mínimo de protecciones con el que debe cumplir toda instalación perteneciente al Sistema Eléctrico Español incluyendo la red de Transporte y aquellos elementos de red no Transporte a los que les sean de aplicación, de tal forma que se minimicen las repercusiones que puedan ocasionar las diferentes perturbaciones que se producen en el sistema.

El capítulo comienza con la definición de las condiciones generales para establecer el nivel de equipamiento protectorio para los diferentes tipos de elementos que entran dentro del ámbito de aplicación de los CGP-SEE: juego de barras, transformadores, reactancias, condensadores y líneas.

Además de definir criterios de equipamiento de protecciones, se ha incluido también un apartado referente al reenganche en líneas, dada su influencia ante la extensión de las perturbaciones según se produzca reenganche con éxito, sin éxito o fallido, así como a otro tipo de funciones de protección que no actúan ante cortocircuitos pero que lo hacen frente a perturbaciones que pueden darse en el sistema eléctrico como es la mínima tensión, la sobretensión, la discordancia de polos, la oscilación de potencia, el sincronismo, las variaciones de frecuencia, etc.

A continuación, se describen los criterios que establecen las funciones de protección de apoyo desde elementos distintos al protegido, pues independientemente de las

redundancias establecidas, se puede dar el caso de fallo completo del sistema de protección de una posición.

Por último, se expone la afectación que podría tener para el sistema de protección actual un escenario con una alta penetración de generación basada en electrónica de potencia y adicionalmente se establecen algunas recomendaciones para mantener el nivel de fiabilidad esperado del sistema de protección.

En general, los criterios de definición del nivel de equipamiento de protecciones se basan en criterios de selectividad y tiempos de eliminación establecidos en el sistema para cada tipo de cortocircuito, de tal manera que se garantice el despeje de cualquier cortocircuito de forma adecuada considerando el fallo simple en los sistemas de protección. De esta manera se evitan pérdidas de estabilidad del sistema, huecos de tensión y disparos no selectivos que puedan provocar pérdidas de generación o de demanda indeseadas.

El análisis aborda los cortocircuitos tanto resistivos como no resistivos.

El nivel de equipamiento definido en los siguientes apartados será de obligado cumplimiento para todas las instalaciones que formen parte de la red considerada definida en el apartado 2 del capítulo 1.

### 1. Nivel de equipamiento de protecciones por tipo de elemento

#### 1.1 Condiciones generales.

A continuación, se describen las condiciones establecidas que se deben tener en cuenta a la hora de despejar un cortocircuito:

– La eliminación de cualquier falta franca deberá producirse en tiempo inferior al crítico y con selectividad, en ausencia de fallo y ante situación de fallo simple del sistema de protección.

– Se postulará el fallo simple de uno de los sistemas de protección (equipo de protección, sistema de telecomunicación, transformadores de medida, alimentación en continua, etc.), con la condición de garantizar de igual manera la eliminación de una falta franca en el sistema en tiempo inferior al crítico con selectividad, con las siguientes excepciones:

- En caso de fallo de interruptor, el tiempo de eliminación total podrá ser superior al tiempo crítico, si éste es inferior a 300 ms.
- La selectividad en caso de fallo de interruptor implica la pérdida de los elementos a ambos lados del interruptor.

– No se postula fallo simple en el caso de falta entre transformador de intensidad e interruptor por la baja probabilidad de ocurrencia.

– En caso de falta en el propio transformador de intensidad o de tensión, se producirá, en general, una pérdida total de los sistemas de protección asociados. Esta falta, si bien es poco probable, tendría que ser eliminada para el caso más desfavorable en tiempo superior al crítico y con pérdida de selectividad.

– No se postula el fallo doble simultáneo en el sistema de protección. El descargo de una protección se asimila a la condición de fallo simple y no se postula por tanto, la posibilidad de que fallen simultáneamente otros sistemas de protección que tendrán que estar operativos. Ante la indisponibilidad programada o no programada de algún sistema de protección se deberá garantizar que el otro sistema de protección disponible es capaz de despejar una falta en el elemento con el mismo grado de rapidez y selectividad que el sistema de protección que queda fuera de servicio. En caso contrario, la indisponibilidad del sistema de protección deberá ser comunicada al Operador del Sistema para que evalúe las medidas a tomar a fin de garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

– Las faltas entre Ti e interruptor se deben eliminar en tiempo inferior al crítico y con selectividad. La selectividad implica inevitablemente la pérdida de los elementos a ambos lados del interruptor. No obstante, en aquellos casos en que el tiempo crítico es

inferior al tiempo de eliminación de la falta por la función de fallo de interruptor, el despeje de la falta no se podrá realizar en tiempo inferior al crítico. Esta situación se considera admisible sin necesidad de tomar medidas excepcionales.

– La indisponibilidad de uno de los sistemas de protección principal no debe suponer la pérdida de las funciones de apoyo, por tanto, si se utilizan relés multifunción que integren las funciones principales y las funciones de apoyo, será necesario que en ambos relés se activen funciones de apoyo.

– En elementos pertenecientes a la Red de Transporte, elementos que formen parte de una instalación de enlace o en elementos de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte es necesario, en ausencia de fallo simple del sistema de protección, garantizar el disparo instantáneo ante una falta interna en cualquier elemento.

El diseño del sistema de protección no contempla fallos que se pueden producir debido a situaciones excepcionales como terremotos, incendios e inundaciones, así como la caída de los apoyos.

Las funciones de protección definidas a lo largo del anexo se basan en la tecnología existente en el momento de desarrollo del mismo, no obstante, cualquier solución cuya funcionalidad sea equivalente a la exigida o superior será igualmente válida, previa aprobación por el Operador del Sistema.

En los siguientes apartados se definen los requisitos mínimos exigibles al esquema de protección según el tipo de elemento: juego de barras, transformadores, reactancias, condensadores y líneas.

Para el resto de elementos del sistema eléctrico, como por ejemplo FACTS, compensadores síncronos, baterías y HVDC, el nivel equipamiento de protecciones del elemento de conexión entre estos dispositivos y la Red de Transporte o Red no Transporte deberá disponer de un doble sistema de protección que cumpla con los criterios de redundancia definidos en el apartado 3 del capítulo 1, capaz de despejar una falta en el elemento en instantáneo asumiendo el fallo simple del sistema de protección siempre y cuando esté conectado en una subestación que forme parte de la red considerada de aplicación de los CGP-SEE. Además, deberá disponer de un sistema de protección de apoyo para detectar faltas externas al elemento, si dicho elemento tiene capacidad de aportar corriente a los cortocircuitos.

#### 1.2 Nivel de equipamiento de protecciones de barras.

El nivel de equipamiento de protecciones de barras debe ser capaz de despejar una posible falta en barras en tiempo inferior al tiempo crítico de la subestación y de manera selectiva.

Como consideración general para las protecciones diferenciales de barras, se recomienda cuidar especialmente las funciones de supervisión y señalización ante bloqueo de la protección diferencial, fallo de imagen de seccionadores y situación de barras acopladas, para optimizar la fiabilidad del sistema de protección principal.

En función del criterio de cada empresa, la función diferencial de barras puede o no dejar bloqueado el cierre de interruptores tras su actuación. Los procedimientos de desbloqueo, en su caso, deben estar coordinados con los requisitos establecidos en los Planes de Reposición.

En cuanto al tiempo crítico de eliminación de las distintas aportaciones, no se considerarán significativos en transformadores que conecten redes no contempladas en este anexo.

En barras pertenecientes a la Red de Transporte o en barras de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte es necesario garantizar el despeje instantáneo ante cualquier falta en barras en ausencia de fallo, al objeto de garantizar la seguridad del sistema y la calidad del suministro en cuanto a huecos de tensión. Esta condición implica disponer en todos los casos de función diferencial de barras.

Las protecciones de apoyo de cada una de las posiciones conectadas a la barra se instalarán en subestaciones remotas, siempre que sea factible, para cubrir situaciones de fallo común en el nudo local.

A continuación, se define el nivel de equipamiento de protecciones de barras según el tiempo crítico del parque y/o el tipo de configuración según sea:

- Configuración tipo A: interruptor y medio y doble barra con doble interruptor.
- Configuración tipo B: barra simple.
- Configuración tipo C: subestaciones con varios embarrados e interruptor/es de acoplamiento: doble barra, barra simple partida con acoplamiento longitudinal, triple barra, etc.

A) Subestaciones con configuración tipo A.

El nivel de equipamiento mínimo de protecciones de barras estará formado por un doble sistema de protección principal que permita al menos disponer de dos funciones diferenciales independientes por barra.

Es necesario redundar el sistema de protección de barras dado que de existir solo uno, ante una situación de fallo simple del sistema de protección, se produciría la pérdida completa del parque debido a la actuación de las protecciones de los extremos alejados de las líneas y las protecciones de apoyo de los transformadores, ocasionando un cero de tensión en la subestación. Además, no se garantizaría en todos los casos que el tiempo de despeje fuese inferior al tiempo crítico.

B) Subestaciones con configuración tipo B.

A continuación, se describen los requerimientos del sistema de protección de las subestaciones con configuración de barra simple considerando el tiempo crítico límite entre los casos expuestos en 300 ms, siempre que las protecciones de apoyo para faltas en barras se puedan temporizar a 200 ms sin pérdida de selectividad. En caso contrario, se debe considerar como tiempo límite para cada caso el tiempo correspondiente a la segunda zona, es decir 500 ms.

- Nudos con tiempo crítico inferior a 300 ms:

El nivel de equipamiento mínimo de protecciones estará formado por un doble sistema de protección principal que permita al menos disponer de dos funciones diferenciales independientes en la barra.

Es necesario redundar la protección diferencial de barras dado que de existir solo una, ante una situación de fallo simple de la protección, no se garantiza en todos los casos que el tiempo de despeje sea inferior al tiempo crítico.

- Nudos con tiempo crítico superior o igual a 300 ms:

El nivel de equipamiento mínimo de protecciones estará formado por al menos alguna de las siguientes opciones:

- En subestaciones de la Red de Transporte o en subestaciones de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, un sistema de protección principal formado por una función diferencial y un sistema de protección de apoyo local o remoto en cada una de las posiciones conectadas a la barra.

- En el resto de subestaciones que no formen parte de la Red de Transporte, un doble sistema de protección de apoyo remoto o un sistema de protección de apoyo local y otro sistema de protección de apoyo remoto. A pesar de que se admite en este último caso el no disponer de una función diferencial de barras, se recomienda en cualquier caso su instalación.

Las protecciones de apoyo remoto o local de las líneas conectadas a la barra deberán incluir, además de una función de sobreintensidad direccional de neutro, funciones de distancia si son líneas de la Red de Transporte, instalaciones de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, y en el resto de líneas no pertenecientes a la Red de Transporte, se admite que las funciones de apoyo remoto o local sean sobreintensidades, sin embargo se recomienda equipar con funciones de distancia. En cuanto a las protecciones de apoyo en posiciones de transformador, deberán incluir funciones de sobreintensidad de fases y neutro, y función de distancia si aplica.

Si el sistema de protección de apoyo no es capaz de despejar una falta en barras en tiempo inferior al crítico y de manera selectiva, será necesario instalar dos funciones diferenciales, tanto en instalaciones de la Red de Transporte como en aquellas que no formen parte de dicha red. Estos casos se producen, entre otros, cuando dos subestaciones están unidas mediante una línea ultracorta y no se garantiza una cobertura resistiva mínima desde el sistema de protección de apoyo remoto para detectar correctamente una falta en una de las barras con resistencia de arco, o cuando no se pueda ajustar una zona de apoyo remoto con el alcance suficiente para detectar una falta en la barra remota y despejarla con selectividad.

C) Subestaciones con configuración tipo C:

- Nudos con tiempo crítico inferior a 300 ms:

El equipamiento mínimo de protecciones estará formado por un doble sistema de protección principal que permita al menos disponer de dos funciones diferenciales independientes por barra.

Es necesario redundar la función diferencial de barras dado que de existir solo una, ante una situación de fallo simple del sistema de protección, no se garantiza en todos los casos que el tiempo de despeje sea inferior al tiempo crítico.

- Nudos con tiempo crítico igual o superior a 300 ms:

En este caso es necesario determinar si es admisible para el sistema despejar una falta en barras mediante despeje secuencial, es decir, mediante la apertura del interruptor de acoplamiento en  $t \leq 300$  ms para aislar la barra sana de la barra en falta, y posteriormente la apertura de los interruptores, locales o remotos, de las posiciones conectadas a la barra en falta en  $t \leq 500$  ms.

– Si el tiempo de eliminación de la falta mediante despeje secuencial no es admisible para el sistema:

- El nivel de equipamiento de protecciones estará formado por un doble sistema de protección principal que permita disponer de al menos dos funciones diferenciales independientes por barra.

– Si el tiempo de eliminación de la falta mediante despeje secuencial es admisible para el sistema, el nivel de equipamiento de protecciones estará al menos formado por alguna de las siguientes opciones:

- En subestaciones de la Red de Transporte o en subestaciones de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, un sistema de protección principal formado por una función diferencial de barras, un sistema de protección de apoyo local en el acoplamiento de barras y un sistema de protección de apoyo local o preferiblemente remoto en cada una de las posiciones conectadas a la barra.

- En el resto de subestaciones que no formen parte de la Red de Transporte, un sistema de protección de apoyo local compuesto por una protección de interruptor de acoplamiento y un sistema de protección de apoyo local o preferiblemente remoto en cada una de las posiciones conectadas a la barra, siendo necesario que todas las

funciones estén duplicadas y cumplan con los criterios de redundancia. A pesar de que se admite en este último caso el no disponer de una función diferencial de barras, se recomienda en cualquier caso su instalación.

Para garantizar la selectividad entre los sistemas de protección que hacen función de apoyo ante faltas en elementos de la Red de Transporte, instalaciones de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, la protección de apoyo local de acoplamiento deberá incluir función de distancia. En el resto de instalaciones de la Red no Transporte, si bien la función de protección preferente es la distancia, se podrá dotar de un sistema de protección formado por funciones de sobreintensidad de fases y de neutro siempre que se garantice la coordinación entre las funciones de protección del acoplamiento con las del resto de elementos conectados a las barras.

Las protecciones de apoyo remoto o local de las líneas conectadas a la barra deberán incluir, además de una función de sobreintensidad direccional de neutro, funciones de distancia si son líneas de la Red de Transporte, instalaciones de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, y en líneas no pertenecientes a la Red de Transporte se admite que las funciones de apoyo remoto o local sean sobreintensidades, sin embargo se recomienda equipar con funciones de distancia. En cuanto a las protecciones de apoyo en posiciones de transformador, deberán incluir funciones de sobreintensidad de fases y neutro, y función de distancia si aplica.

En instalaciones en las que no sea posible coordinar los sistemas de protección de apoyo local, remoto y funciones de apoyo desde elementos adyacentes, será necesario instalar dos sistemas de protección principal basados en funciones diferenciales de barras. Estos casos se producen, entre otros, cuando dos subestaciones están unidas mediante una línea ultracorta y no se garantiza una cobertura resistiva mínima desde el sistema de protección de apoyo remoto para detectar correctamente una falta en una de las barras con resistencia de arco, o cuando no se pueda ajustar una zona de apoyo remoto con el alcance suficiente para detectar una falta en la barra remota y despejarla con selectividad.

### 1.3 Nivel de equipamiento de protecciones de transformadores.

El sistema de protección de un transformador debe ser capaz de despejar una falta interna al transformador o una falta externa al mismo pero interna al alcance delimitado por los transformadores de intensidad donde se conectan las protecciones del transformador, con las siguientes condiciones:

- Permitiendo el funcionamiento del transformador con las sobrecargas establecidas en los Procedimientos de Operación.
- Garantizando un comportamiento selectivo con las protecciones del resto de elementos ante cortocircuitos en la red externa al transformador.

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.

En el caso de transformadores con tramos de conexión hasta la subestación mediante una línea, se admite considerar dicho tramo de línea como interno a la zona de protección del transformador siempre que la regulación admita no disponer de un interruptor entre el tramo de línea y el transformador. En este caso el nivel de equipamiento estará formado por un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones diferenciales. En el caso que la longitud de la línea sea tal que no permita el cableado a los transformadores de intensidad de cada extremo del conjunto línea + transformador, se deberá contar con 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 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.

El sistema de protección de los transformadores deberá incluir funciones de apoyo de sobreintensidad de fases y de neutro para detectar faltas en otros elementos de la red que actúen de manera selectiva frente a las protecciones propias de cada elemento.

– En transformadores de Transporte además de las funciones de apoyo mencionadas deberá existir una función de distancia en ambos niveles de tensión, en aras a garantizar la selectividad del sistema de protección. En transformadores de Transporte cuyo devanado está conectado a una subestación que disponga de dos funciones diferenciales de barras y además las líneas conectadas a dicha barra tengan un nivel de equipamiento 2SP/2C no se precisa la instalación de la función de distancia siempre que se garantice el correcto funcionamiento de las funciones de sobreintensidad de fases y de neutro.

En el resto de transformadores se debe garantizar la coordinación entre los sistemas de protección del transformador y el sistema de protección de apoyo desde la red de Transporte. En caso contrario, será necesario instalar otras funciones de protección capaces de garantizar dicha selectividad preferentemente mediante una función de distancia.

Cuando desde el terciario se conecten otros elementos delimitados por un interruptor, los sistemas de protección del transformador deben comportarse selectivamente ante cortocircuitos en dichos elementos, manteniendo la función de transformación principal de la máquina. Si el transformador es de Transporte se deberán instalar dos funciones de sobreintensidad y/o distancias independientes para faltas en dichos elementos, que actúen de manera selectiva frente a las funciones de sobreintensidad/distancia del lado de alta y baja tensión del transformador.

A petición del Operador del Sistema, en nudos donde la potencia de cortocircuito sea tal que la energización del transformador ponga en riesgo la seguridad del sistema podrá ser exigida una función de maniobra controlada u otra tecnología capaz de anular el transitorio de energización del transformador que conlleva a una caída de las tensiones.

La instalación, ajuste y mantenimiento de los dispositivos de maniobra controlada en transformadores cuya energización pueda producir transitorios peligrosos, debe corresponder al titular de la instalación que se conecta a la posición de alta tensión que forma parte del sistema, aunque lo haga siempre en coordinación con el operador del sistema.

## 1.4 Nivel de equipamiento de protecciones en reactancias y condensadores.

El sistema de protección de las reactancias y condensadores deberá ser capaz de despejar faltas internas en la reactancia/condensador o faltas externas a los mismos pero internas a la zona delimitada por los transformadores de intensidad.

El nivel de equipamiento mínimo de protecciones estará formado por:

- Un doble sistema de protección principal compuesto al menos por dos funciones diferenciales con la suficiente sensibilidad para detectar faltas en la zona delimitada por el interruptor de la reactancia o el condensador.

Debe existir redundancia en la función diferencial dado que en caso de fallo simple no se garantiza el despeje de una falta interna a través de funciones de apoyo remoto de líneas, de acoplamiento, y de otras máquinas conectadas al parque en tiempos compatibles con la seguridad de la reactancia/condensador.

- Un doble sistema de protección principal compuesto por dos funciones de sobreintensidad de tiempo instantáneo si la reactancia o el condensador no dispone de 6 terminales y no existen transformadores de intensidad en el lado de baja al no tener las bornas accesibles.

- Funciones de protección propias de las reactancias: 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.

- Funciones de protección propias de condensadores: sobrecarga térmica del banco, sobrecarga/sobreintensidad en la resistencia del filtro, sobrecarga/sobreintensidad en la reactancia del filtro, desequilibrio del banco y desequilibrio de los condensadores del filtro, siendo necesaria la redundancia de estas dos últimas protecciones.

El sistema de protección deberá incluir funciones de apoyo mediante funciones de sobreintensidad de fase y de neutro que darán apoyo local ante faltas en la reactancia y el condensador cuando no se despejen mediante los sistemas de protección principales. Dichas protecciones de apoyo cubrirán un porcentaje de la reactancia o el condensador dependiente de las intensidades de arranque ajustadas en estas protecciones.

A petición del Operador del Sistema en nudos donde la potencia de cortocircuito sea tal que la energización de las reactancias o condensadores ponga en riesgo la seguridad del sistema o para evitar daños en los interruptores, podrá ser exigido una función de maniobra controlada u otra tecnología capaz de anular el transitorio de energización de las máquinas que conlleva a una caída de las tensiones.

## 1.5 Nivel de equipamiento de protecciones en líneas.

### 1.5.1 Criterios generales.

- Sistema de protección de línea:

El nivel de equipamiento mínimo de protecciones de una línea deberá estar formado por un doble sistema de protección principal que garantice el despeje de una falta interna en la línea en ausencia de fallo y asumiendo fallo simple del sistema de protección cumpliendo con los criterios generales, es decir, en tiempo inferior al crítico y con selectividad.

En líneas de la Red de Transporte, líneas que formen parte de una instalación enlace o líneas de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, se debe garantizar además el despeje instantáneo de cualquier falta interna en la línea en ausencia de fallo, lo que supone disponer de al menos un sistema de telecomunicación para los sistemas de protección principales.

El sistema de protección en líneas de la red de Transporte, líneas que formen parte de una instalación enlace, líneas de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el

punto de conexión con la Red de Transporte o resto de líneas incluidas en la red considerada, es decir líneas conectadas a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo que formen parte de una red mallada, deberá incluir funciones de apoyo para faltas en elementos adyacentes mediante funciones de distancia y sobreintensidad direccional de neutro para faltas resistivas que actúen de manera selectiva frente a las protecciones propias de cada elemento. Si las líneas forman parte de la red radial, en caso de no disponer de funciones de distancia la función de apoyo se podrá realizar, si resulta factible, mediante otras funciones de protección de sobreintensidad, sobreintensidad direccional, etc.

– Sistemas de telecomunicación:

Tanto el enlace de comunicación como el esquema de teleprotección inciden muy directamente en la respuesta del sistema de protección ante fallo de comunicación. Por esta razón, es necesario analizar ante el fallo del sistema de telecomunicación:

- El comportamiento del sistema de protección con falta interna o externa en la línea.
- La repercusión en la red de un disparo intempestivo de la línea con falta externa o un no disparo con falta interna.

De igual manera, se tendrá en cuenta el comportamiento de las protecciones ante falta interna en la línea según criterios de seguridad y de selectividad.

Para establecer el nivel de equipamiento de protección de una línea y determinar si es necesario o no tener redundancia en el sistema de telecomunicación, es necesario evaluar la admisibilidad para el sistema eléctrico del despeje secuencial de la falta interna en la línea más desfavorable en los siguientes tiempos:

- Apertura del interruptor de un extremo en  $t=100$  ms.
- Apertura del interruptor del otro extremo  $t=500$  ms.

Para ello se debe determinar si se cumplen los criterios de admisibilidad estáticos y dinámicos definidos en el apartado 2.5 del capítulo 4. Adicionalmente, es necesario comprobar si el despeje es selectivo en situación del fallo simple del sistema de protección. Se postulará una falta trifásica en salida de línea desde cada extremo.

• Si no es admisible para el sistema la eliminación de la falta mediante despeje secuencial en las condiciones citadas anteriormente:

○ Es necesario tener redundancia en el sistema de telecomunicación por tanto el nivel de equipamiento de protección de la línea será al menos un 2SP/2C y estará formado por un doble sistema de protección principal y dos sistemas de telecomunicación independientes, uno para cada sistema de protección principal.

Este equipamiento asegura el despeje instantáneo desde ambos extremos con selectividad ante falta interna en la línea y en condiciones de fallo simple.

• Si es admisible para el sistema la eliminación de la falta mediante despeje secuencial en las condiciones citadas anteriormente no será necesario tener redundancia en el sistema de telecomunicación por tanto:

○ En líneas de la Red de Transporte, líneas que formen parte de la instalación de enlace o líneas de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte el nivel de equipamiento de protección será de al menos un 2SP/1C, y estará formado por un doble sistema de protección principal y al menos un sistema de telecomunicación.

Este equipamiento asegura el despeje instantáneo de una falta interna en la línea con selectividad en ausencia de fallo.

En caso de fallo simple de uno de los sistemas de protección principal se garantiza un despeje secuencial selectivo admisible desde el punto de vista de seguridad del sistema eléctrico, mediante la apertura en tiempo instantáneo del interruptor de un extremo y mediante la apertura del interruptor del extremo contrario en tiempos segunda zona.

○ En el resto de líneas de la Red no Transporte el nivel de equipamiento de protecciones de la línea será al menos un 2SP, y estará formado por un doble sistema de protección principal sin necesidad de disponer de sistemas de telecomunicación, aunque se recomienda disponer al menos de un sistema de telecomunicación.

Este nivel de equipamiento implica la eliminación de cualquier falta interna en la línea mediante despeje secuencial garantizando selectividad tanto en ausencia de fallo como en situación de fallo simple del sistema de protección.

En la siguiente tabla se muestran los casos en los que se debe disponer de dos sistemas de telecomunicación independientes, un único sistema de telecomunicación o los casos en los que no es obligatorio dotar de sistemas de telecomunicación para los sistemas de protección principales.

El nivel de equipamiento en cuanto a sistemas de telecomunicación se identifica según el tipo de línea tal y como se define en los siguientes apartados y el cumplimiento de los criterios siguientes: criterios de admisibilidad de seguridad del sistema en cuanto a los criterios estáticos y dinámicos definidos en el apartado 2.5 del capítulo 4 y el criterio de despeje selectivo en situación de fallo simple del sistema de protección.

Tabla 1: Nivel de equipamiento de líneas según el tiempo crítico y posibilidad de despeje selectivo

Tipo de línea	Despeje secuencial admisible	Cumple con el criterio de despeje selectivo	Nivel de equipamiento mínimo	
			Líneas de la Red de Transporte/ Instalación de enlace/Líneas mismo nivel de tensión que el punto de conexión a la RdT	Resto de líneas de la Red no Transporte
Corta. Ultracorta.	–	–	2C	2C
Larga.	SI	SÍ	1C	0C
		NO	2C	2C
	NO	–	2C	2C

Resto de líneas de la Red no Transporte: elementos conectados a nudos de la Red no Transporte en los que una falta pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto si es despejada en un tiempo superior o igual a 1 segundo, es decir elementos conectados a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo, de conformidad con lo establecido en el apartado 2 del presente procedimiento de operación.

En general, en las líneas largas cuyo nivel de equipamiento es un 2SP/1C, se recomienda, siempre que sea posible, comunicar ambos sistemas de protección principal a través de dicho sistema de telecomunicación. Esta configuración tiene la ventaja de disponer de disparo instantáneo en ciertas situaciones de fallo simple del sistema de protección.

#### 1.5.2 Nivel de equipamiento de protecciones de líneas de la Red de Transporte.

En líneas pertenecientes a la Red de Transporte, se debe garantizar, en ausencia de fallo simple del sistema de protección, el disparo instantáneo en ambos extremos ante cualquier falta interna en la línea.

Se define a continuación el nivel de equipamiento de protecciones para líneas que pertenezcan a la Red de Transporte en función de la longitud de la línea, teniendo en cuenta el nivel de fiabilidad de las funciones de protección y su comportamiento ante los diferentes tipos de falta:

- 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.

– Líneas largas:

El nivel de equipamiento de una línea larga deberá estar formado por un doble sistema de protección principal cuyas funciones sean diferencial y distancia, o dos funciones diferenciales.

La redundancia del sistema de telecomunicación se determina según sea o no admisible para el sistema el despeje secuencial de la falta interna más desfavorable en la línea, y si se garantiza un despeje selectivo en situación de fallo simple del sistema de protección según se indica en la Tabla 1.

En los casos en que no se garantice la selectividad y coordinación de los sistemas protección de la línea con los sistemas de protección de los elementos adyacentes a la misma, se deberá instalar un sistema de protección 2SP/2C.

El Operador del Sistema valorará la necesidad de instalar funciones de maniobra controlada u otra tecnología tanto para la maniobra de conexión de cables subterráneos y submarinos como de líneas aéreas de gran longitud de la Red de Transporte para evitar problemas de sobretensiones transitorias durante la conexión.

1.5.3 Nivel de equipamiento de protecciones para líneas de la Red no Transporte.

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.

En este apartado se define el nivel equipamiento de las líneas que sean instalación de enlace y de las líneas de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte.

– Deberán existir zonas de protección totalmente diferenciadas para cada uno de los elementos conectados a la instalación de enlace, lo que implica disponer de transformadores de intensidad e interruptores que delimiten cada elemento.

– Es necesario garantizar el disparo instantáneo de una falta interna en la línea en ausencia de fallo del sistema de protección y suponiendo que no existe aportación desde el extremo remoto al lado de Transporte.

El nivel de equipamiento de protecciones de líneas que forman parte de una instalación de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión de la Red de Transporte deberá cumplir con los siguientes requisitos:

– 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 con funciones diferenciales conectadas mediante cableado a los transformadores de intensidad de cada extremo de la línea.

– Líneas largas:

El nivel de equipamiento de una línea larga deberá estar formado por un doble sistema de protección principal cuyas funciones sean diferencial y/o distancia. En aquellas líneas que no sean la instalación de enlace y formen parte de una red radial en las que los disparos sean tripolares, se admiten además otras funciones de protección

como es la comparación direccional, sobreintensidad etc, siempre que sean capaces de despejar una falta en la línea en tiempo inferior al crítico y se mantenga la coordinación y selectividad en cualquier escenario de operación.

El equipamiento mínimo de protecciones será un 2SP/1C, no obstante, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si con esta disposición no se cumplen los criterios de admisibilidad de seguridad del sistema en cuanto a criterios estáticos y dinámicos y el criterio de despeje selectivo en situación de fallo simple del sistema de protección, se implantará un nivel de equipamiento 2SP/2C.

- Si no se garantiza la selectividad y coordinación con los sistemas de protección de la Red de Transporte o de elementos adyacentes, se implantará un nivel de equipamiento 2SP/2C en líneas de instalación de enlace.

- En las líneas largas que salen de una subestación colectora que a su vez está conectada a la Red de Transporte a través de una instalación de enlace siendo ésta una línea ultracorta, se deberá determinar su nivel de equipamiento considerando que dichas líneas se encuentran conectadas directamente a la subestación de la Red de Transporte. Esto es debido a que no es posible distinguir, desde el punto de vista de protecciones, una subestación de la otra debido a la gran proximidad eléctrica entre ambas. Si de la subestación colectora saliesen una o varias líneas ultracortas a segundas subestaciones, se deberá igualmente determinar el nivel de equipamiento de las líneas largas que partan de las correspondientes segundas subestaciones considerando que se encuentran conectadas directamente a la subestación de Transporte. Esta condición se mantendrá mientras sigan existiendo subsiguientes subestaciones unidas por líneas ultracortas entre sí, es decir, mientras el camino entre una subestación y la Red de Transporte esté formado por líneas ultracortas.

1.5.3.2 Nivel de equipamiento de protecciones del resto de líneas de la red no Transporte.

El nivel de equipamiento de protecciones del resto de líneas de la Red no Transporte que no se clasifica dentro de los apartados anteriores, deberá estar formado por dos sistemas de protección principal de línea, diferencial o distancia. En líneas en las que los disparos sean tripolares son válidas igualmente otras funciones de protección como es la comparación direccional. En el caso de líneas que formen parte de una red radial, serán igualmente válidas las funciones de sobreintensidad siempre que sean capaces de despejar una falta en la línea en tiempo inferior al crítico y con selectividad en ausencia de fallo y ante fallo simple del sistema de protección.

La necesidad de disponer de sistema/s de telecomunicación se determinará en base al cumplimiento de los criterios de seguridad y despeje selectivo en situación de fallo simple del sistema de protección establecidos en la Tabla 1.

En los casos en que no se garantice la selectividad y coordinación de los sistemas de protección de la línea con los sistemas de protección de los elementos adyacentes a la misma, se deberá instalar un sistema de protección 2SP/2C.

1.5.4 Reenganche en líneas.

En líneas aéreas las condiciones y criterios de reenganche deberán adaptarse a los requerimientos de explotación y estabilidad de la red.

El reenganche dispondrá de cuatro modos de funcionamiento: monofásico, trifásico, monofásico + trifásico y deshabilitado/bloqueado, en función del tipo de disparo, con los siguientes condicionantes:

– La orden de reenganche monofásico deberá estar condicionada a la apertura monopolar del interruptor, para evitar la orden de cierre del interruptor sin comprobar sincronismo ante una apertura trifásica del mismo tras una falta monofásica.

– La orden de reenganche trifásico será secuencial: se inicia con el cierre de uno de los interruptores, y posteriormente se procederá al cierre del interruptor del extremo contrario siempre que se cumplan las condiciones de sincronismo establecidas.

En cuanto a los tiempos de reenganche de una falta, en general, los valores considerados son:

- El tiempo de reenganche monopolar hasta 1 segundo.
- El tiempo de reenganche tripolar hasta un 1 segundo en líneas de la Red de Transporte y en líneas de instalación de enlace conectadas a la Red de Transporte. En este último caso el tiempo comprendido entre la desconexión de un elemento y el cierre del primer interruptor debe estar aprobado por el Operador del Sistema.

A la hora de habilitar el reenganche es necesario tener en cuenta las limitaciones impuestas por la generación de tal manera que no se comprometa la estabilidad del sistema ni la integridad de los generadores. En el caso de tener reenganche trifásico habilitado el interruptor que cerrará primero para enviar tensión será el más alejado de la generación, y posteriormente cerrará el interruptor del extremo contrario con comprobación de sincronismo.

Si el reenganche no se encuentra habilitado, los disparos serán trifásicos definitivos.

#### 1.5.4.1 Reenganche en líneas de la Red de Transporte.

Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones para el reenganche en líneas de la Red de Transporte:

– Todas las líneas aéreas deben tener capacidad de reenganche. El reenganche será monofásico o trifásico en función del tipo de disparo.

– En el caso de líneas mixtas, el Operador del Sistema deberá determinar la necesidad de dotar de una función de protección para detectar faltas en el tramo de cable aislado, y se determinará la viabilidad del reenganche según la capacidad para discriminar faltas en el tramo aéreo.

– En caso de líneas soterradas/submarinas no será necesario disponer de reenganche, por considerarse que todas las faltas son permanentes y se despejarán mediante disparo trifásico definitivo.

– En líneas aéreas se deberá realizar un intento de reenganche ante falta monofásica. En aquellas líneas de tensión inferior a 220 kV en las que únicamente exista la posibilidad de llevar a cabo disparos trifásicos, será necesario evaluar si tras el disparo de la falta monofásica, en el posterior reenganche trifásico no se compromete la estabilidad del sistema ante un reenganche sobre falta si ésta evoluciona a falta polifásica durante la pausa de reenganche tripolar, puesto que no se podrá detectar dicha evolución.

– En líneas aéreas se realizará un intento de reenganche ante falta polifásica siempre que el sistema lo permita.

– No se llevará a cabo el reenganche en líneas en las siguientes situaciones:

- Ante cierre sobre falta, reenganche sobre falta y reenganche bloqueado o fuera de servicio.
- Los disparos efectuados por funciones de protección que no actúen en instantáneo.
  - En líneas soterradas o submarinas.
  - En líneas mixtas, salvo si existe un dispositivo que determine si la falta se ubica en el tramo soterrado o en el aéreo, en cuyo caso se bloqueará o permitirá el reenganche.

– Únicamente se permite un intento de reenganche, por lo que, si persiste la falta tras el reenganche, el disparo será trifásico definitivo, salvo en líneas puntuales en las que previa autorización del Operador del Sistema se permitan varios intentos de reenganche.

– El Operador del Sistema determinará el modo de funcionamiento del reenganchador en cada línea.

#### 1.5.4.2 Reenganche en líneas de la Red no Transporte:

Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones para el reenganche en líneas de la Red no Transporte:

– En líneas de instalación de enlace o líneas de la Red no Transporte del mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte el modo de funcionamiento del reenganche deberá ser acordado entre el Operador del Sistema y el Agente, y se analizará cada caso de manera particular. Podrá ser monofásico, trifásico o monofásico y trifásico en función del tipo de disparo establecido, o no disponer de reenganche habilitado.

– En el resto de líneas, la habilitación del reenganche se deberá analizar en cada caso de manera particular por parte del gestor de la red a la que pertenezca o se conecte.

#### 1.5.5 Tipo de disparo.

Todas las líneas aéreas o mixtas con capacidad de reenganche de la Red de Transporte de tensión superior o igual a 220 kV deben disponer de capacidad de disparo monofásico ante falta monofásica.

En líneas que sean una instalación de enlace el tipo de disparo estará supeditado por los condicionantes que plantee el Agente en función del tipo de instalación, ya sea de Generación o de Consumo. Esta condición puede impedir el disparo monofásico con el posterior reenganche puesto que supone mantener la instalación en dos fases durante la pausa del reenganche monopolar, y si el reenganche trifásico no fuera factible desde el punto de vista de estabilidad del sistema, implicaría que dicha instalación de enlace tendría únicamente disparos trifásicos definitivos.

En el resto de líneas, el tipo de disparo será decisión del Agente en función de las opciones del reenganche posibles que se hayan acordado con el Operador del Sistema.

#### 1.5.6 Faltas resistivas.

Hasta el momento, se han considerado faltas francas para definir el sistema de protecciones que debe tener cada elemento, es decir, faltas que tienen una componente resistiva muy pequeña, del orden de la resistencia de arco. No obstante, aunque la probabilidad de ocurrencia es menor, también se pueden producir faltas que se caracterizan por tener un valor de resistencia de falta muy alto como pueden ser las faltas ocasionadas por la caída de un conductor al suelo o por el contacto de éstos con un árbol, lo que puede causar problemas a la hora de ser detectadas por ciertas funciones de protección.

En términos generales, las faltas entre fases (trifásicas y bifásicas puras) suelen tener un valor de resistencia de falta despreciable, mientras que en las faltas a tierra, la resistencia de falta puede ser mayor.

En función del valor de resistencia de falta, las faltas resistivas pueden despejarse correctamente mediante el sistema de protección principal de cada elemento: protecciones diferenciales con la suficiente sensibilidad y protecciones de distancia en las que se ajustará el mayor alcance resistivo en las zonas de actuación según el modelo de cada protección para detectar la mayor falta resistiva posible. No obstante, dado que el esquema basado en protecciones de distancia es menos obediente ante este tipo de faltas, ya que no se puede garantizar la actuación de las protecciones ante faltas muy resistivas en las que la impedancia de falta no entra dentro de la característica de disparo, se deberá complementar el sistema de protección mediante una función de protección de sobreintensidad direccional de neutro. Igualmente será necesaria en

aquellos casos en los que no se garantice la sensibilidad requerida en las protecciones diferenciales frente a faltas resistivas.

La función de sobreintensidad direccional de neutro no discrimina la fase en falta y da orden de disparo trifásico, por lo que se deberá coordinar el tiempo de actuación de esta protección frente a las protecciones principales de la línea que actúan en instantáneo y sí pueden ejecutar disparos monofásicos. Esta función de protección también sirve como apoyo ante faltas en elementos remotos.

Los criterios establecidos para despejar faltas resistivas son los siguientes:

- Se deben despejar en el menor tiempo posible.
- Se deben despejar con selectividad.
- No se postula el fallo simultáneo del sistema de protección por la baja probabilidad de ocurrencia junto con la falta resistiva.

La resistencia máxima de falta a detectar es muy cambiante de una línea a otra, e incluso para una línea dada son muchas las variables de las que depende. Entre otras se encuentra el nivel de tensión, las impedancias de secuencia directa y homopolar y la longitud de la línea, el punto de defecto resistivo en la línea, la potencia de cortocircuito, la intensidad de arranque de la sobreintensidad ajustada etc.

La función direccional de neutro deberá detectar la mayor resistencia de falta a tierra posible, dependiente de las condiciones de operación del sistema y de las características de la línea a proteger, y tal que, operando ésta a su máxima intensidad admisible, se garantice su estabilidad ante la máxima intensidad a tierra que circula por ella debida al desequilibrio natural del sistema eléctrico como consecuencia de la no transposición de las líneas, a la presencia de cargas desequilibradas fase-tierra y ante situaciones de polo abierto durante la pausa de reenganche monopolar en la propia línea o en líneas adyacentes.

## 1.6 Cierre sobre falta.

La función de cierre sobre falta detecta faltas cuando se procede al cierre del interruptor de un elemento para energizarlo debido a una falta existente previamente. Estas faltas pueden producirse por la aparición de un cortocircuito, por la existencia previa de una falta permanente o en casos en los que se energice un elemento con las tierras conectadas tras haber realizado trabajos en el mismo.

La función de cierre sobre falta se puede realizar con una función de distancia o diferencial; pero normalmente se utiliza una función de sobreintensidad instantánea no direccional que da orden de disparo trifásico definitivo al interruptor, bloqueando el reenganche al tratarse en la mayoría de los casos de faltas permanentes.

Todos los elementos que formen parte de la red considerada deberán de disponer de una función de cierre sobre falta.

## 1.7 Función de fallo de interruptor.

La función de la protección de fallo de interruptor es despejar una falta cuando el interruptor no ejecuta correctamente la orden de disparo emitida por las protecciones principales del elemento en falta. Para ello supervisa durante un tiempo ajustado la circulación de corriente por cada uno de los polos del interruptor y/o sus contactos auxiliares de tal manera que puede detectar si los polos del interruptor han abierto correctamente o no. En caso de cumplirse la temporización la protección envía orden de disparo a los interruptores adyacentes por tanto en este caso, la selectividad implica la desconexión de los elementos a ambos lados del interruptor y el tiempo de eliminación de la falta será de al menos 300 ms. También actúa ante cortocircuitos entre  $T_i$  e interruptor.

Las funciones de protección encargadas de detectar cortocircuitos de cada uno de los elementos arrancarán simultáneamente al disparo del interruptor la función de fallo de interruptor asociada al mismo.

Se debe dotar de función de fallo de interruptor en todos los interruptores de la red considerada de aplicación. La responsabilidad de instalar la función de fallo de interruptor será del propietario del interruptor.

#### 1.7.1 Teledisparo por fallo de interruptor.

En las líneas de la Red de Transporte, líneas de enlace entre la Red de Transporte y la Red no Transporte o líneas de la Red no Transporte con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte, dado que se dispone de al menos un canal de comunicación para garantizar el despeje instantáneo de cualquier falta interna en la línea en ausencia de fallo, siempre existirá teledisparo por fallo de interruptor al interruptor o interruptores remotos.

En líneas de la Red no Transporte que precisen de al menos un sistema de comunicación será necesario instalar teledisparo por fallo de interruptor. En aquellos casos en los que no existan sistemas de comunicación no será necesario dotar de teledisparo por fallo de interruptor, al ser admisible para el sistema el despeje secuencial de una falta en la línea.

#### 1.8 Función de protección de calle.

En subestaciones con configuración de interruptor y medio se deberá instalar una función de protección que detecte faltas en cada una de las calles cuando el seccionador de salida esté abierto, es decir, cuando la/s posiciones de salida se encuentren fuera de servicio pero la calle esté cerrada.

Esta función de protección deberá estar redundada para garantizar el correcto despeje de una falta en la calle asumiendo fallo simple del sistema de protección. Los sistemas de protección principal de cada elemento conectado en la calle pueden asumir la función de protección de calle.

De manera análoga, en la subestaciones de doble barra con doble interruptor –si por condiciones de operación se considera la posibilidad de explotar la subestación con el seccionador de salida abierto y los interruptores cerrados– y en las subestaciones con configuración de anillo deberá existir una función de protección redundada que detecte faltas en la zona comprendida entre los transformadores de intensidad, cuando el seccionador de salida de la posición esté abierto, los interruptores de la posición cerrados y por tanto con la calle en tensión.

#### 1.9 Sistema de protección de apoyo.

Los criterios de protección ante cortocircuitos definidos en este anexo establecen la redundancia en el sistema de protección principal de un elemento para cubrir las contingencias postuladas. No obstante, estos sistemas de protección ubicados en la misma celda o posición pueden tener causas comunes de fallo, con mayor índice de probabilidad en faltas severas próximas a la subestación, por ejemplo, ante explosión de algún elemento que forma parte de la apartada de una subestación. Por tanto, es necesario disponer de un sistema de protección en apoyo que actúe cuando una perturbación no ha sido eliminada por el sistema de protección principal o en situaciones de fallo de interruptor.

Según la ubicación física del sistema de protección en apoyo, se pueden clasificar en:

– Sistema de apoyo local de celda: si se alimenta de los mismos transformadores de medida que el sistema de protección principal, o de transformadores de medida asociados al mismo circuito primario que el sistema de protección principal. Es el caso de protección de fallo de interruptor o la protección de sobreintensidad direccional de neutro.

– Sistema de apoyo local de subestación: si se alimenta de transformadores de medida situados en la misma subestación que los que alimentan al sistema de

protección principal correspondiente, pero están asociados a un circuito primario distinto al de las protecciones principales.

– Sistema de apoyo remoto: se ubica en la subestación remota a la subestación donde se encuentra el sistema de protección principal.

Se establecen los siguientes criterios generales con los que deberá cumplir el sistema de protección de apoyo:

– Ante cortocircuitos no resistivos, los elementos de la red considerada deben disponer de un sistema de protección de apoyo asociado a posiciones distintas a las del propio elemento.

– Sobre la ubicación y alimentación de corriente continua de los sistemas de protección de apoyo, se aplica lo indicado al respecto en los criterios de redundancia definidos en el apartado 3 del capítulo 1.

– Los sistemas de protección de apoyo tanto local como remoto deben ser selectivos en ausencia de fallo y deben actuar en el menor tiempo de eliminación posible.

– El tiempo de actuación del sistema de protección de apoyo debe ser superior al tiempo de actuación del sistema de protección principal.

A continuación, se desarrollan y matizan estos criterios en los aspectos más significativos para los diferentes elementos del sistema: juego de barras, transformadores, reactancias, condensadores, líneas y generación.

#### 1.9.1 Sistema de protección de apoyo para faltas en barras.

El sistema de protección de apoyo para faltas en barras deberá estar formado por:

– En subestaciones de doble barra con acoplamiento un sistema de protección de apoyo local de celda mediante una función de protección en el interruptor de acoplamiento, que deberá incluir la función de distancia o sobreintensidad de fases y sobreintensidad de neutro, según corresponda.

– Un sistema de protección de apoyo remoto formado por protecciones con función de distancia y sobreintensidad direccional de neutro desde los extremos remotos de las líneas de la Red de Transporte, líneas que formen parte de una instalación de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte. En el resto de líneas de la Red no Transporte las funciones de apoyo remoto pueden ser sobreintensidades, sin embargo, se recomienda instalar funciones de distancia.

– Un sistema de protección de apoyo local de subestación en las posiciones de transformador, a través de funciones de sobreintensidad de fases y de neutro, y función de distancia si aplica. No se precisa de la función de distancia en transformadores que no sean de Transporte si se garantiza el arranque, la coordinación y selectividad de dichas funciones de sobreintensidad, ni en el caso de transformadores que conectan con una red radial en el secundario.

#### 1.9.2 Sistema de protección de apoyo para faltas en transformadores.

El sistema de protección de apoyo para faltas en transformadores se debe realizar para cada nivel de tensión mediante:

– En subestaciones de doble barra con acoplamiento un sistema de protección de apoyo local de subestación mediante una función de protección en el interruptor de acoplamiento, que deberá incluir la función de distancia o sobreintensidad de fases y sobreintensidad de neutro, según corresponda.

– Un sistema de protección de apoyo local de subestación en las posiciones de transformador, a través de funciones de sobreintensidad de fases y de neutro y función de distancia si aplica. No se precisa de la función de distancia en transformadores que no sean de Transporte si se garantiza el arranque, la coordinación y selectividad de

dichas funciones de sobreintensidad, ni en el caso de transformadores que conectan con una red radial en el secundario.

– Un sistema de protección de apoyo remoto formado por protecciones con función de distancia y sobreintensidad direccional de neutro desde los extremos remotos de líneas de la Red de Transporte, líneas que formen parte de una instalación de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte. En el resto de líneas de la Red no Transporte, se admite que las funciones de apoyo remoto sean sobreintensidades, sin embargo, se recomienda instalar funciones de distancia.

Desde cada nivel de tensión, no se puede asegurar que el sistema de protección en apoyo pueda despejar faltas internas a la máquina, o situadas en otros niveles de tensión, debido a la impedancia de la máquina.

Por ello, desde cada nivel de tensión, las protecciones de apoyo para faltas en el transformador deben cubrir al menos un porcentaje suficiente de los devanados del transformador de tal manera que un cortocircuito externo a éstos que pueda provocar el fallo de los sistemas de protección asociados a la celda del transformador estará cubierto completamente desde su nivel de tensión.

Por otro lado, el sistema de protección de apoyo local de celda formado por las protecciones de apoyo del transformador para faltas externas cubre un porcentaje de los devanados del transformador dependiente de los posibles alcances de impedancia y/o de las intensidades de arranque ajustadas en dichas funciones de protección.

Es necesario, que los transformadores dispongan de protecciones de apoyo en ambos niveles de tensión.

#### 1.9.3 Sistema de protección de apoyo para faltas en reactancias o condensadores.

El sistema de protección de apoyo para faltas en reactancias y condensadores deberá estar formado por:

– En subestaciones de doble barra con acoplamiento un sistema de protección de apoyo local de subestación mediante una función de protección en el interruptor de acoplamiento, que deberá incluir la función de distancia o sobreintensidad de fases y sobreintensidad de neutro, según corresponda.

– Un sistema de protección de apoyo local de subestación en las posiciones de transformador, a través de funciones de sobreintensidad de fases y de neutro y función de distancia si aplica. No se precisa de la función de distancia en transformadores que no sean de Transporte si se garantiza el arranque, la coordinación y selectividad de dichas funciones de sobreintensidad, ni en caso de transformadores que conectan con una red radial en el secundario.

– Un sistema de protección de apoyo remoto formado por protecciones con función de distancia y sobreintensidad direccional de neutro desde los extremos remotos de las líneas de la Red de Transporte, líneas que formen parte de una instalación de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte. En el resto de líneas de la Red no Transporte se admite que las funciones de apoyo remoto sean sobreintensidades sin embargo, se recomienda equipar funciones de distancia.

El sistema de protección de apoyo no podrá detectar faltas en un cierto porcentaje del lado de neutro de los devanados de la reactancia, por lo que en estos casos:

– La función de apoyo desde otros elementos conectados en la subestación debe cubrir al menos un porcentaje suficiente de los devanados de la reactancia.

– Deberá existir un sistema de protección de apoyo local de celda ya que es capaz de detectar un mayor porcentaje de faltas en la reactancia respecto al sistema de protección de apoyo remoto. Esta función de protección se puede hacer mediante funciones de sobreintensidad.

#### 1.9.4 Sistema de protección de apoyo para faltas en líneas.

El sistema de protección de apoyo para faltas en líneas deberá estar formado por:

– Un sistema de protección de apoyo en la posición remota de la línea en falta y del resto de líneas conectadas en la misma barra, mediante funciones de distancia y sobreintensidad direccional de neutro en las líneas de la Red de Transporte, líneas que formen parte de una instalación de enlace o líneas con el mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la Red de Transporte. En el resto de líneas de la Red No Transporte se admite que las funciones de apoyo remoto sean sobreintensidades, sin embargo, se recomienda instalar funciones de distancia.

– En subestaciones de doble barra con acoplamiento un sistema de protección de apoyo local de subestación mediante una función de protección en el interruptor de acoplamiento, que deberá incluir la función de distancia o sobreintensidad de fases y sobreintensidad de neutro, según corresponda.

– Un sistema de protección de apoyo local de subestación en las posiciones de transformador, a través de funciones de sobreintensidad de fases y de neutro, y función de distancia si aplica. No se precisa de la función de distancia en transformadores que no sean de Transporte si se garantiza el arranque, la coordinación y selectividad de dichas funciones de sobreintensidad, ni en caso de transformadores que conectan con una red radial en el secundario.

Desde cada extremo, el sistema de protección de apoyo debe cubrir un porcentaje razonable de la línea, aquel en el que se estime que un agente externo pueda provocar cortocircuito y fallo del o de los sistemas de protección de la misma. Debido a que el sistema de protección de apoyo no podrá cubrir la totalidad de la línea, para faltas internas desde cada extremo, debe asegurarse que alguno de los sistemas de protección de la línea puede actuar de forma independiente del extremo contrario.

#### 1.9.5 Sistema de protecciones de apoyo desde la generación.

Las principales funciones de protección de las instalaciones de generación que actúan en apoyo ante faltas externas en otros elementos son:

– Funciones de protección del transformador: sobreintensidad para faltas entre fases y a tierra y función de distancia si aplica.

– Funciones de protección del generador: sobreintensidad de fases, sobreintensidad con frenado por tensión y distancia.

Estas funciones de protección de apoyo actuarán con una temporización tal que garantice la coordinación con los sistemas de protección de los elementos conectados al nudo donde evacúa la instalación de generación, del elemento en falta y los sistemas de protección de apoyo de dichos elementos, para mantener la selectividad.

#### 1.10 Otras funciones de protección.

A continuación, se describen otras funciones de protección que no actúan frente a cortocircuitos en la red y que resultarán de aplicación, en su caso, de acuerdo con la normativa correspondiente:

##### 1.10.1 Función de mínima tensión.

La función de mínima tensión se utiliza principalmente para desconectar automáticamente los elementos de una subestación ante un cero de tensión facilitando el proceso de reposición del servicio, y adicionalmente se puede utilizar como una función de protección para desconectar elementos cuando la tensión se encuentra por debajo de la tensión mínima admisible indicada en los Procedimientos de Operación, en los Reglamentos Europeos de Conexión y los desarrollos normativos asociados a su

implementación, o en las normas que regulen esta función en el futuro, según resulte de aplicación (en adelante, correspondientes procedimientos o normas). Su actuación debe estar coordinada con el resto de funciones de protecciones de la instalación y cumplir con los requisitos establecidos en los correspondientes procedimientos o normas en cuanto a los umbrales definidos para los huecos de 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.

#### 1.10.2 Función de sobretensión.

Las sobretensiones en el sistema pueden ser:

- Transitorias: provocadas por maniobras de interruptores/seccionadores, o de origen atmosférico por la caída de rayos en las líneas.
- Permanentes: causadas por defectos de regulación en la generación de una zona o por maniobras anómalas de la red.

La función de sobretensión actúa ante sobretensiones en régimen permanente para evitar posibles daños en la aparamenta o en el aislamiento de los elementos de la red. Se debe ajustar por encima del valor de tensión máxima establecido en los correspondientes procedimientos o normas de forma que permita mantener dicho valor en permanencia en el sistema.

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.

#### 1.10.3 Variación frecuencia.

El fenómeno de variación de frecuencia es consecuencia de un desequilibrio generación–demanda en el sistema con origen habitualmente en una perturbación. En condiciones normales, las pequeñas variaciones de frecuencia son corregidas automáticamente por los sistemas de regulación de la generación que son capaces de adaptar la potencia generada a la necesidad del sistema para mantener estable el valor de la frecuencia. Sin embargo, si se pierde una cantidad significativa de generación frente a la demanda existente la frecuencia caerá rápidamente, y de manera análoga, si se produce un descenso brusco de la demanda la frecuencia subirá rápidamente.

Ante una bajada brusca de la frecuencia el Operador del Sistema fija la instalación de protecciones de subfrecuencia en las centrales de bombeo, en determinados consumidores alimentados desde la red de Transporte y en la red de Distribución en algunas de las posiciones que alimentan demanda, de forma que mediante su actuación se reduce la demanda del sistema para favorecer la recuperación de la frecuencia hacia el valor de regulación.

Tanto en el Sistema Eléctrico Peninsular como en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares deberán existir, a criterio del Operador del Sistema y de acuerdo con la normativa aplicable, relés de deslastre de carga por subfrecuencia que actúen en situaciones en las que exista un déficit de generación que provoque una subfrecuencia en el sistema que no pueda recuperarse a través de la regulación primaria. Estos relés evitan que la frecuencia caiga hasta valores inadmisibles, y se diseñan con varios escalones decrecientes de frecuencia asignando a cada uno de ellos una potencia a deslastrar y una temporización asociada. En los Sistemas No Peninsulares, al ser sistemas mucho más débiles, además se asignan escalones de deslastre por derivada de frecuencia.

Cada sistema eléctrico tiene definido un Plan de Deslastre específico que deberá ser actualizado en función de las necesidades y modificaciones de cada uno.

En cuanto a las situaciones de sobrefrecuencia, en los correspondientes procedimientos o normas se establecen planes de desconexión automática de generación no gestionable y régimen especial gestionable si la frecuencia se mantiene por encima de un umbral mantenido un tiempo definido.

En puntos singulares del sistema, podrán habilitarse lógicas de teledisparo de grupos ante pérdida parcial de sus vías de evacuación. Son medidas preventivas para evitar la pérdida del resto de las vías de evacuación que podría dar lugar a sobrefrecuencias locales que conllevarían a pérdidas mayores de generación.

Las funciones de mínima frecuencia deben ser insensibles ante oscilaciones de potencia estables y situaciones de mínima tensión, y las funciones de sobrefrecuencia deben soportar los transitorios de frecuencia hasta su recuperación, por ejemplo, tras un deslastre de carga.

#### 1.10.4 Comprobación de Sincronismo.

La función de comprobación de sincronismo verifica que a la hora de cerrar un interruptor, ya sea por telemando, cierre local o durante el reenganche tripolar, se cumplen las condiciones de sincronismo en la tensión a ambos lados del interruptor. Para ello comprueba que los módulos de la tensión a ambos lados del interruptor se encuentran dentro de un intervalo ajustado en torno a la tensión nominal del sistema y además que la diferencia de frecuencia, módulo y ángulo de la tensión de una de las fases son inferiores a unos umbrales ajustados. Cuando se cumplen estas cuatro condiciones la función de protección permite que prospere la orden de cierre del interruptor y en caso contrario bloqueará la orden de cierre. Los valores correspondientes al ángulo de cierre deberán ser aprobados por el Operador del Sistema.

Esta función de protección se deberá instalar en todos los interruptores que formen parte del ámbito de aplicación de los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español, a excepción de reactancias y bancos de condensadores.

#### 1.10.5 Acoplador de redes.

La función de acoplador de redes es una función de sincronismo, que tomando como punto de partida la diferencia de frecuencia entre los extremos determina en primer lugar si los sistemas a ambos lados del interruptor son estáticos o deslizantes. Posteriormente comprueba si los módulos de la tensión a ambos lados del interruptor se encuentran dentro de un intervalo ajustado en torno a la tensión nominal del sistema, y además que la diferencia de frecuencia, módulo y ángulo de la tensión de una de las fases a ambos lados del interruptor son inferiores a unos umbrales ajustados.

Tras recibir una orden de cierre al interruptor, la función de teleacoplador deberá estar operativa durante una ventana de tiempo programable, pudiendo ser cancelada a voluntad del operador durante dicho tiempo.

Durante su funcionamiento, en el caso de que no pueda ejecutar el cierre inmediato deberá informar de forma continua de la causa que lo impide, para dar opción al operador a realizar maniobras que le permitan conseguir el cierre del interruptor en las condiciones óptimas.

Todos los interruptores susceptibles de poder acoplar sistemas en isla durante procesos de reposición deberán disponer de la función de acoplador de redes.

#### 1.10.6 Supervisión de circuitos de disparo.

La función de supervisión de los circuitos de disparo se encarga de verificar la continuidad eléctrica entre los contactos de disparo de las protecciones y cada una de las bobinas de disparo de los interruptores. 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.

#### 1.10.7 Discordancia de polos.

En un sistema eléctrico se puede producir discordancia de polos por la existencia de al menos un polo abierto en un interruptor por fallo en la maniobra de cierre o apertura.

Para los interruptores monopolares se deberá disponer de dos funciones de discordancia de polos (redundancia) para evitar situaciones de desequilibrio de carga entre fases mantenidas en el tiempo que no deben actuar durante la pausa de reenganche monopolar.

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

#### 1.10.8 Bloqueo por oscilación de potencia.

Ante la detección de oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico, ciertas funciones de protección de los elementos de la red han de bloquearse para evitar su disparo. Este tipo de oscilaciones son fenómenos que pueden producirse durante la realización de maniobras, como aperturas de interruptores, ante una perturbación en la red, ante pérdidas repentinas de grandes cargas o grandes cantidades de generación, lo que genera un desequilibrio entre la generación y la demanda existentes.

En condiciones normales, se entra en un período transitorio en el que los generadores mediante sus reguladores de carga y de tensión, tienden a adaptarse al nuevo estado de equilibrio. No obstante, se pueden originar oscilaciones de los generadores síncronos de gran amplitud que pueden poner en riesgo la estabilidad del grupo. Además, las oscilaciones de potencia pueden producir subtensiones y sobreintensidades simultáneas equilibradas, que generalmente se amortiguan con el tiempo en su amplitud, pero que en algunos casos pueden derivar en el arranque y posterior disparo de algunas funciones de protección.

Las funciones de distancia y todas aquellas funciones de protección que puedan verse afectadas por una oscilación de potencia deberán disponer de una función de bloqueo, que podrá activarse o no, de forma que se evite un posible disparo intempestivo durante una oscilación de potencia en el sistema en ausencia de cortocircuito.

En las líneas de interconexión del Sistema Eléctrico Peninsular con otros sistemas eléctricos internacionales, salvo con el portugués por el alto nivel de interconexión, se debe disponer de una función de disparo por pérdida de estabilidad que actúe ante oscilaciones inestables.

## 2. *Evolución del sistema de protección ante la integración de energías renovables basadas en electrónica de potencia*

El conjunto de los sistemas eléctricos, tanto los Peninsulares como los no Peninsulares, se encuentra actualmente en una fase de evolución y cambio motivados tanto por la propia evolución tecnológica de los distintos elementos, como por las políticas en materia de energía y clima. Estas políticas recogen, entre otros, aspectos con un gran impacto en los sistemas eléctricos durante la próxima década como es la integración masiva de generación renovable basada en electrónica de potencia, siendo las tecnologías más esperables, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

En la actualidad, ya es una realidad palpable la integración constante de generación renovable en el mix de generación impulsado por la necesidad de descarbonización de la generación y la no dependencia de los combustibles fósiles, para contribuir principalmente a amortiguar los efectos del cambio climático. Por esta razón, se ha producido un aumento significativo en el mix energético de las fuentes de energía renovables formadas por dispositivos de electrónica de potencia, evolucionando hacia un

modelo energético más sostenible y desplazando a las plantas térmicas tradicionales basadas en generadores síncronos.

La integración masiva de generación renovable en el Sistema Eléctrico Español ha supuesto también un cambio en la distribución de la generación. Tradicionalmente, la generación de mayor potencia se conectaba en la Red de Transporte, y en redes de tensión inferior, aunque también existía generación de menor potencia, principalmente se concentraban centros de transformación y alimentación a la demanda. Sin embargo, la generación renovable basada en electrónica de potencia puede evacuar tanto en nudos de alta tensión de la Red de Transporte como en nudos de redes de tensión inferior en la Red de Distribución, lo que en consecuencia supone un cambio a la hora de establecer la criticidad de los nudos de la red, ya que existirán zonas de la Red de Distribución que tradicionalmente no eran críticas pero podrían llegar a serlo, si en ellas se integra una cantidad significativa de estas nuevas fuentes de generación renovables.

Por otro lado, dado que el comportamiento ante cortocircuitos de un generador síncrono tradicional no es el mismo que el de un generador asíncrono y un generador basado en electrónica de potencia, la entrada masiva de generación renovable, mayoritariamente basada en electrónica de potencia, también ha supuesto un cambio a la hora de establecer requisitos de equipamiento del sistema de protecciones para cada elemento. En zonas donde exista una alta penetración de generación basada en electrónica de potencia, el comportamiento de algunas funciones de protección puede no ser el esperado al verse afectado por las condiciones específicas de estos generadores.

En este apartado se describen las conclusiones preliminares de los estudios realizados hasta el momento relativos al impacto que ha supuesto la entrada masiva en el sistema de generación renovable basada en electrónica de potencia en los esquemas de protección actuales. Adicionalmente, se indican algunas recomendaciones en cuanto a equipamiento de protecciones que se pueden tener en cuenta para mantener la fiabilidad esperada del sistema de protección en el futuro.

#### 2.1 Impacto de la generación renovable en el comportamiento del sistema de protección actual.

Los principios de funcionamiento de los sistemas de protección actuales están diseñados conforme a un sistema eléctrico en el que la mayor parte de la generación proviene de generación convencional –térmica, nuclear e hidráulica– principalmente constituida por generadores síncronos. En estos casos, el comportamiento de las protecciones cumple con los criterios de fiabilidad necesarios para garantizar en todo momento la seguridad de la red y la continuidad de suministro ante cualquier tipo de falta, ya que han sido diseñadas para actuar en estos escenarios de generación siendo conocido el comportamiento de los grupos frente a cortocircuitos.

Aun así, en el sistema eléctrico actual basado mayoritariamente en generadores síncronos, se pueden dar situaciones en las que los sistemas de protección no detecten correctamente algunas faltas, como puede ocurrir en antenas de consumo o antenas de generación cuando los generadores están desacoplados. En estos casos, si se produce una falta por ejemplo en una antena de generación, al no haber aportación de corriente de falta al cortocircuito desde uno de los extremos, las protecciones no arrancarían y por tanto no se podría despejar la falta correctamente desde este extremo. En este tipo de configuraciones, se utilizan esquemas de protección específicos para detectar faltas en estas condiciones, siempre y cuando desde el otro extremo sí que haya una aportación de corriente de cortocircuito suficiente para activar el arranque de las protecciones.

Ante el nuevo escenario energético que se va a desarrollar durante los próximos años, es importante determinar cómo va a afectar la integración masiva de generación

basada en electrónica de potencia en el sistema eléctrico frente al comportamiento del sistema de protección actual, debido a que:

- En un sistema eléctrico basado en generación convencional, cuando se produce un cortocircuito, los generadores aportan a la falta una corriente de cortocircuito conocida, que es suficiente para que las protecciones actúen correctamente.
- En un sistema eléctrico con alta penetración de energía basada en electrónica de potencia, la aportación de corriente a la falta de estos generadores va a depender del tipo de control del convertidor y de los límites de operación establecidos en los Reglamentos Europeos y los Procedimientos de Operación.

Por esta razón, ante ciertos tipos de falta, no se puede garantizar el correcto funcionamiento del sistema de protección ya que se pueden dar situaciones en las que la falta no sea despejada en las condiciones esperadas o en los casos más graves, que algunas funciones de protección no sean capaces de detectarlas.

En base a los resultados de los estudios realizados por el Operador del Sistema para determinar el impacto que tiene sobre los sistemas de protección un escenario con alta penetración de generación basada en electrónica de potencia frente a un escenario formado mayoritariamente por generación síncrona tradicional, se han identificado ciertas diferencias que van a afectar al comportamiento de ciertas funciones de protección ante faltas en el sistema que principalmente se pueden resumir en las siguientes:

- Cambios en la dinámica de las intensidades.
- Cambios en las magnitudes de cortocircuito, debido a que los convertidores controlan la potencia activa y reactiva que se inyecta a la red y la corriente máxima ante faltas en el sistema.
- Ausencia o limitación de componente de corriente de secuencia negativa en faltas desequilibradas.
- Presencia de zonas del sistema eléctrico con potencia de cortocircuito baja.
- Presencia de armónicos en las medidas de las principales magnitudes eléctricas.

En los apartados anteriores se han establecido los requerimientos que deben cumplir los sistemas de protección para cada elemento según las condiciones generales definidas en el apartado 1.1 del capítulo 3, y teniendo en cuenta el tipo de elemento a proteger y el estudio de tiempo crítico para cada nudo según los criterios de estabilidad de la red. No obstante, estos criterios no serán los únicos a tener en cuenta en zonas donde se haya integrado una gran cantidad de generación basada en electrónica de potencia o en líneas en antena donde se establece una red de evacuación de generación basada en electrónica de potencia, debido a que como se ha indicado anteriormente, el comportamiento de estos generadores frente a cortocircuitos puede derivar en una actuación inadecuada de algunas funciones de protección.

En aquellas zonas del Sistema Eléctrico donde una gran concentración de generación basada en electrónica de potencia pudiera afectar al correcto funcionamiento de las funciones de protección con la tecnología actual consideradas en este anexo, será necesario tener en cuenta otras consideraciones para definir el nivel de equipamiento de protección para los diferentes elementos, así como definir nuevos criterios de ajuste de las protecciones. Para identificar las posibles zonas afectadas, se podrán realizar, entre otros, los siguientes estudios:

- Estudios de diferentes escenarios según el porcentaje de generación síncrona con alta probabilidad de estar conectada respecto al porcentaje de generación renovable basada en dispositivos de electrónica de potencia, en cada una de las zonas de influencia de las subestaciones para las que se está evaluando el criterio de equipamiento.
- Estudios del comportamiento de los convertidores electrónicos durante cortocircuitos según el tipo de generador.

- Análisis de la generación basada en electrónica de potencia con o sin inyección de secuencia negativa.
- Análisis de la curva de desconexión durante cortocircuitos de los convertidores basados en electrónica de potencia.

Adicionalmente, se deben considerar nuevas zonas de influencia en redes de tensión inferior a las de la Red de Transporte, desde 30 kV hasta 132 kV, las cuales podrían no considerarse inicialmente críticas en base al cumplimiento de los criterios estáticos y dinámicos de estabilidad de la red según el tiempo crítico, en las que se haya integrado de manera masiva generación basada en electrónica de potencia. En estos casos, si aparece una falta en el sistema y no es despejada en los tiempos previstos o incluso no se detecta por el sistema de protecciones existente, se puede producir la desconexión de una cantidad significativa de generación perdiendo la alimentación a grandes bolsas de demanda.

A continuación, se describen de manera general algunas de las recomendaciones que se pueden extraer de las conclusiones de los estudios realizados en los últimos años en los que ha participado el Operador del Sistema, que se pueden tener en cuenta de cara a establecer el nivel de equipamiento de protección de líneas y barras que permiten mitigar los efectos sobre el comportamiento de las protecciones actuales ante escenarios con alta penetración de generación basada en electrónica de potencia:

Los esquemas propuestos se han definido con el fin de mantener el nivel de fiabilidad esperado del sistema de protección garantizando el correcto despeje de cualquier falta que se produzca en un elemento, asumiendo el fallo simple.

- Nivel de equipamiento de protecciones de línea:

Se recomienda disponer de un doble sistema de protección principal formado por dos funciones diferenciales con dos sistemas de comunicación independientes, dada la alta fiabilidad que presentan estas funciones de protección en escenarios con alta penetración de generadores basados en electrónica de potencia.

En los casos en los que no se pueda disponer de un doble sistema de protección principal formado por funciones diferenciales con dos sistemas de comunicación independientes, se recomienda instalar un esquema de teleprotección a sobrealcance permisivo POTT, en el que deberán estar habilitadas por defecto las funciones de fuente débil, junto con un esquema de comparación direccional con funciones de sobreintensidad direccional de neutro que actúe en paralelo.

Estas recomendaciones aplicarían a líneas de la Red de Transporte, líneas que forman la instalación de enlace con otras redes, y líneas que forman parte de redes no Transporte.

- Nivel de equipamiento de protecciones de barras:

Se recomienda equipar las barras mediante un doble sistema de protección principal que disponga de dos funciones diferenciales independientes por barra.

Es necesario tener las funciones de protección redundadas dado que ante ciertos escenarios en los que existan generadores basados en electrónica de potencia cuyos controles no permiten la inyección de corriente de secuencia negativa durante faltas desequilibradas, si únicamente se dispone de una función diferencial de barras y falla, no se garantiza con la tecnología actual que las funciones de apoyo desde los extremos remotos detecten correctamente las faltas si la corriente de cortocircuito que miden las protecciones es mayoritariamente procedente de generadores basados en electrónica de potencia.

- Condiciones de reenganche:

El modo de funcionamiento de reenganche de las líneas en antena de generación se debe establecer en base a estudios de estabilidad del sistema que deben realizarse en

coordinación con el Operador del Sistema, quien determinará su validez. Si el reenganche resulta válido es necesario tener en cuenta las consideraciones generales siguientes según el tipo de generación que evacúa a través de la antena de generación:

- Generador síncrono (con o sin generadores basados en electrónica de potencia): Reenganchador deshabilitado.
- Generadores basados en electrónica de potencia sin inyección de secuencia negativa mayoritariamente: Reenganchador deshabilitado o habilitado en modo trifásico.
- Generador basado en electrónica de potencia con inyección de secuencia negativa mayoritariamente: Reenganchador deshabilitado, en modo monofásico o en modo trifásico.

## CAPÍTULO 4

### **Metodología de cálculo de tiempo crítico y del equipamiento de protección necesario**

#### *1. Introducción*

En los capítulos anteriores se ha definido el nivel de equipamiento protector que debe tener cada uno de los elementos a los que son de aplicación los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español, CGP-SEE, en función del tipo de elemento a proteger y según la afectación que pueda tener un cortocircuito sobre dicho elemento y sobre el resto del sistema. Para ello es necesario realizar un estudio previo mediante el cual se identifiquen por un lado las condiciones óptimas de despeje de una falta en cuanto a rapidez, fiabilidad y selectividad del sistema de protección, y por otro lado las consecuencias que pueden desencadenar unas condiciones de despeje menos exigentes.

De igual manera, es importante tener en cuenta la manera en que se van a aislar los cortocircuitos, debido a que las maniobras ordenadas por el sistema de protección para despejar una falta pueden provocar efectos sobre la generación que se traducen en oscilaciones de las diferentes magnitudes eléctricas. Estas condiciones pueden mantenerse aún después de despejar el cortocircuito y en los casos más graves pueden desencadenar una pérdida de demanda significativa o la desconexión de generación.

En definitiva, la elección de un sistema protector adecuado, que garantice unas condiciones de despeje óptimas en cuanto a tiempo de eliminación de la falta y selectividad, es de vital importancia para asegurar la estabilidad del sistema, la continuidad del suministro y el funcionamiento estable de la generación. Además, permite minimizar la repercusión que puede tener una perturbación sobre el resto del sistema eléctrico.

El estudio de tiempos críticos tiene como objetivo identificar las condiciones ideales de eliminación de cortocircuitos con una selectividad y unos tiempos de despeje adecuados. Se basa en el cálculo del tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito trifásico sólido en un punto del sistema eléctrico sin que se produzca una perturbación crítica para el sistema en su conjunto. Adicionalmente, proporciona información sobre cómo repercuten unas condiciones de despeje menos exigentes y en cada caso, se identifican las consecuencias que pueden ocasionar sobre el resto del sistema.

En consecuencia, la identificación del tiempo crítico de despeje de falta en un determinado nudo y bajo una metodología y criterios adecuadamente establecidos constituye un indicador de las condiciones de estabilidad transitoria del citado nudo. En este sentido, una metodología y criterios estables permitirán mantener un seguimiento de las condiciones de estabilidad de cada nudo y comparativas con otros nudos del sistema a lo largo del tiempo e, incluso, en el ámbito de la planificación del sistema.

Los resultados del estudio tienen una gran utilidad no solo para determinar el nivel de equipamiento protector de cada elemento, sino para valorar estudios de descargos o

ante situaciones temporales en las que no se cuente con todos los elementos del sistema protectivo operativos además de utilizarse también para evaluar otros aspectos relacionados con la planificación del sistema como en la evaluación de la capacidad de producción por nudos o en conjuntos de nudos eléctricamente próximos restringiendo la metodología de tiempos críticos a tiempos de falta específicos como 100, 250 o 300 ms.

En este capítulo se describen los criterios y la metodología del estudio de tiempos críticos que identifica la criticidad de cada uno de los nudos de la red considerada. Se utiliza el concepto eléctrico de nudo, el cual se asemeja al concepto de subestación que se ha venido utilizando durante el resto del documento.

## 2. *Ámbito de aplicación*

En un sistema eléctrico se distinguen diferentes elementos: juego de barras, líneas, transformadores, reactancias, condensadores, dispositivos electrónicos, etc. Sin embargo, de cara a evaluar las repercusiones que puede tener una perturbación sobre el sistema en su conjunto en función de las condiciones de despeje, se puede restringir el análisis a nivel de parque de las subestaciones ya que todos los elementos están conectados en las barras de las mismas.

Para la determinación más precisa de la dotación y ajustes de protecciones el análisis deberá contemplar:

- La pérdida de cada una de las calles en parques con configuración de interruptor y medio, si el tiempo crítico obtenido considerando la pérdida total del parque es inferior a 500 ms y superior a 300 ms.
- La pérdida de cada una de las celdas en parques con configuración de anillo, si el tiempo crítico obtenido considerando la pérdida total del parque es inferior a 500 ms y superior a 300 ms.
- El despeje secuencial de una falta en barras en parques con configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, asumiendo la apertura del interruptor de acoplamiento y posteriormente la desconexión del resto de elementos conectados a la barra en falta, si el tiempo crítico obtenido considerando la pérdida total del parque se encuentra entre 300 ms y 500 ms.
- El despeje secuencial de faltas en líneas que conectan nudos en los que el tiempo crítico de al menos uno de los nudos es inferior a 500 ms.

Tradicionalmente, en el Sistema Eléctrico Español la generación de mayor potencia se conectaba a la Red de Transporte, y en las redes de tensión inferior, aparte de evacuar generadores de potencia inferior se concentraban principalmente centros de transformación y alimentación a la demanda. No obstante, dado que la nueva generación renovable se puede conectar tanto en nudos pertenecientes a la red de Transporte como en nudos de tensión inferior, el escenario de generación podría variar evolucionando hacia un escenario con una proporción de generación en la distribución relevante, lo que en consecuencia hace necesario ampliar la zona de estudio para evaluar la influencia de esta concentración de generación a la hora de identificar la criticidad de cada uno de los nudos.

Como punto de partida, los nudos analizados en el estudio de tiempos críticos serán los que componen la Red de Transporte del Sistema Eléctrico Español, así como los nudos con conexión directa sobre dicha red. Además, se incluirá en el estudio toda la información disponible por el Operador del Sistema de los nudos de la Red de Distribución, Generación y Consumo, con objeto de realizar la simulación con el escenario más real posible y poder calcular el tiempo crítico de estos nudos adicionales.

## 3. *Metodología de cálculo del tiempo crítico*

Si bien desde un punto de vista constructivo las subestaciones se dividen en parques que están formados por los embarrados, todas las posiciones y aparamenta del mismo

nivel de tensión, a la hora de realizar estudios de cortocircuitos, flujos de cargas, simulaciones dinámicas o tiempos críticos, el término parque o embarrado se ve sustituido por el de nudo, el cual será utilizado a lo largo de este apartado.

### 3.1 Consideraciones generales.

El estudio de tiempos críticos tiene como objetivo principal identificar para cada nudo las condiciones de despeje admisibles para el sistema eléctrico en su conjunto, es decir, determinar el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito trifásico franco sin que se produzcan repercusiones no admisibles en el sistema.

Para la evaluación de los tiempos críticos se considerará inadmisibles un tiempo de permanencia de falta en barras si acontece alguna repercusión considerada no admisible. En el apartado 2.5 se especifican los criterios a este respecto indicándose las repercusiones consideradas como no admisibles.

Los estudios se basan en la realización de simulaciones del comportamiento dinámico en el ámbito de la estabilidad transitoria.

Los resultados del estudio de tiempos críticos reflejan además los efectos asociados a condiciones de despeje menos exigentes.

Dichas simulaciones se realizan para escenarios de punta y valle con los repartos de carga y topologías correspondientes que sean más representativos de las situaciones reales, teniendo en cuenta la capacidad de transporte más restrictiva y considerando toda la Red de Transporte disponible.

### 3.2 Comportamiento del sistema.

Los principales efectos que pueden producir las perturbaciones sobre el sistema eléctrico repercuten principalmente en los generadores debido a la pérdida de sincronismo, a la pérdida de alimentación a los servicios auxiliares de las centrales, a la desconexión de generación por huecos de tensión y a la continuidad de suministro. Además, en el Sistema Eléctrico Peninsular pueden provocar la actuación de los relés de pérdida de sincronismo de las interconexiones internacionales y en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares, pueden generar una inestabilidad en la frecuencia del sistema dando lugar a la actuación de los relés de deslastre automático de carga.

#### A) Afectación a la generación convencional.

##### – Pérdida de sincronismo de los grupos de generación:

En situaciones en las que el tiempo de despeje de faltas en nudos eléctricamente próximos a la evacuación de los generadores es superior al esperado, se puede producir la pérdida de sincronismo o embalamiento de los grupos con el consecuente disparo.

Estos efectos se manifiestan en mayor o menor medida en función del valor de la potencia generada por el grupo o grupos afectados, y de la proporción que éste represente sobre la generación total. Por tanto, en la medida de lo posible se deberá evitar la pérdida de sincronismo de grupos de gran potencia unitaria y conjuntos de grupos que constituyen zonas con una importante concentración de generación.

##### – Alimentación a los servicios auxiliares de las centrales:

La existencia de huecos de tensión relativamente profundos con cierta duración registrados en las barras de alimentación a los servicios auxiliares de las centrales, pueden producir la desconexión de los grupos por alguna de las siguientes razones:

- La actuación de las protecciones de mínima tensión.
- La desconexión directa de algunos motores.
- Debido a un descenso significativo de la frecuencia del sistema.

Por tanto, la aparición de un cortocircuito en la red mantenido durante un tiempo superior al tiempo de despeje esperado puede provocar la parada o desconexión de la central lo cual puede suponer la pérdida de una cantidad muy significativa de generación respecto a la generación total acoplada, lo que daría lugar a una contingencia grave para el sistema. En este sentido, se tendrán en cuenta:

- Los nudos más vulnerables del sistema eléctrico que puedan influir negativamente sobre la operación de cada una de las centrales.
- La optimización de la coordinación entre los sistemas de protección de las centrales y de la red de alta tensión.

B) Afectación a la generación basada en electrónica de potencia.

El comportamiento de la generación renovable basada en electrónica de potencia ante la existencia de un hueco de tensión que se produce como consecuencia de una falta en el sistema tiene una gran influencia en el proceso de cálculo de tiempo crítico debido a que según sea su tecnología dispondrán de una mayor o menor capacidad para soportar estos huecos de tensión sin llegar a desconectarse.

En los Procedimientos de Operación vigentes, en los Reglamentos Europeos de Conexión, en los desarrollos normativos asociados a su implementación, según resulte de aplicación, se establecen unos criterios de respuesta frente a huecos de tensión en cuanto a magnitud y duración. En situaciones en las que el hueco de tensión supere los umbrales definidos o mientras exista una concentración de generación basada en electrónica de potencia que no se encuentre adaptada a estos criterios, se puede llegar a producir la desconexión de grandes cantidades de generación renovable ocasionando un desbalance entre la generación y la demanda que puede desencadenar consecuencias graves para el sistema.

Por otro lado, cabe destacar que una de las peculiaridades de la generación renovable basada en la electrónica de potencia es la limitación en la aportación de corriente de cortocircuito a la falta, lo cual puede derivar en un comportamiento inapropiado de algunas funciones de protección impidiendo el despeje de la falta en condiciones normales.

C) Afectación a la continuidad de suministro.

En ciertas situaciones, ante cortocircuitos próximos a subestaciones con transformación que alimenten a demandas significativas o ante una pérdida significativa de generación, se pueden producir pérdidas relevantes de demanda que darían lugar a un desbalance generación – demanda en el sistema. Los efectos de esta contingencia serán función de la concentración de centros de transformación y según la sensibilidad que presenten las cargas frente a variaciones significativas en la tensión y/o frecuencia del sistema.

Por esta razón se establecen medidas para mantener en todo momento un valor de frecuencia lo más estable posible en torno al valor de regulación.

Los Sistemas Eléctricos no Peninsulares, al tener menos inercia y no estar interconectados con sistemas eléctricos más grandes son más vulnerables frente a perturbaciones.

Con objeto de mantener esta estabilidad en la frecuencia ante pérdidas significativas de generación es necesaria la instalación de relés de deslastre automático de cargas por subfrecuencia y en algunos sistemas además por derivada de frecuencia.

D) Afectación a la conexión con sistemas internacionales.

En el Sistema Eléctrico Peninsular se pueden producir perturbaciones que provoquen la actuación de los relés de pérdida de sincronismo instalados en las líneas de interconexión con Francia y Marruecos, lo cual puede implicar la desconexión del

Sistema Eléctrico Peninsular con el sistema eléctrico francés, que unido al resto del sistema europeo presta un apoyo importante frente a perturbaciones severas.

### 3.3 Modelado de elementos del Sistema Eléctrico.

#### 3.3.1 Generación.

Los generadores y los sistemas reguladores se modelarán mediante modelos dinámicos proporcionados por el Agente propietario de los mismos según se establece en los Procedimientos de Operación donde se especifica la información a intercambiar con el Operador del Sistema, con el objeto de reproducir en la simulación el comportamiento más fiel ante determinadas situaciones. Estos modelos se procurarán contrastar con incidentes reales.

Los modelos correspondientes a generadores basados en electrónica de potencia se asignarán en función del tipo de tecnología de cara a reflejar el comportamiento de estos grupos frente a los huecos de tensión según los datos disponibles en la información estructural que se proporciona al Operador del Sistema.

Se modelarán igualmente los relés de subfrecuencia, sobrevoluntad y pérdida de sincronismo, así como cualquier otra protección de los grupos de generación que pueda llegar a actuar en condiciones de red exterior perturbada.

La distribución de los grupos de generación se realizará teniendo en cuenta el funcionamiento normal del sistema acoplando los grupos necesarios para cubrir la demanda y mantener un nivel de reserva lo más próxima a los límites establecidos en los Procedimientos de Operación y repartiendo dicha reserva de forma proporcional entre los generadores. Igualmente se determinará su ubicación a fin de que en todo momento se cumplan los criterios de seguridad, cargas en líneas y tensiones que establecen los Procedimientos de Operación, en los Reglamentos Europeos de Conexión, en los desarrollos normativos asociados a su implementación y en las normas que se desarrollen en este sentido en el futuro, según resulte de aplicación.

#### 3.3.2 Cargas.

Los estudios de simulación dinámica se deben realizar con un reparto de cargas que refleje las condiciones habituales de explotación del sistema eléctrico y que cuenten con un nivel de representación adecuado para el tipo de análisis que se va a realizar, tanto en escenario de punta como de valle.

Para las cargas se considera por defecto una característica global de intensidad constante para la potencia activa, e impedancia constante para la potencia reactiva a excepción de grandes consumidores para los cuales se podrá definir un modelo específico. El modelo de la carga se mantiene actualizado en función de la evolución en el comportamiento que presenta la demanda.

Se incorporará un modelo para supervisar los valores alcanzados por la tensión en los nudos con demanda. Así se podrá evaluar en la medida de lo posible la extensión de la demanda en el que se podrían desconectar clientes debido a los huecos de tensión.

En el Sistema Eléctrico Peninsular y no Peninsular se deberán modelar los relés de deslastre de carga por escalones de frecuencia y por derivada de frecuencia ajustados de acuerdo con los planes de deslastre vigentes que desconectarán cargas específicas fijadas para cada escalón de deslastre.

#### 3.3.3 Redes externas.

En el estudio de tiempos críticos del Sistema Eléctrico Peninsular se considerarán las líneas de interconexión internacional existentes con Francia, Portugal y Marruecos, así

como las protecciones que puedan ser influyentes en el resultado del tiempo crítico, como es el relé de pérdida de sincronismo:

- Interconexión con Portugal: se utilizará un modelo de la red portuguesa incluyendo los modelos dinámicos de los generadores.
- Interconexión con Francia: Se modelará la red disponible de Francia y se incluirá un modelo estático y dinámico del resto del Sistema ENTSO-E («European Network of Transmission System Operators for Electricity»).
- Interconexión con Marruecos: Se modelará al menos la red perteneciente al norte de Marruecos con un equivalente del resto del Magreb.
- Interconexión con Baleares: Se modelará la interconexión entre el Sistema Eléctrico Peninsular y el Sistema Eléctrico de Baleares.

Para el Sistema Eléctrico Balear se modelará toda la red insular y la interconexión con el Sistema Eléctrico Peninsular, así como un modelo equivalente de la red peninsular que pueda tener afección en el cálculo del tiempo crítico.

### 3.4 Protecciones de red.

Como protecciones de la red, se deben modelar los siguientes tipos de protección:

- Relés de distancia escalonada a todas las ramas de la red. Este relé se encuentra en un modo de supervisión que no genera desconexiones, debido a que no se contemplan las pérdidas de líneas específicas, sino solo la pérdida de la barra completa o en su defecto la pérdida de una calle en subestaciones de interruptor y medio o la pérdida de una celda en subestaciones con configuración de anillo.
- Relés de pérdida de sincronismo en interconexiones internacionales (Francia y Marruecos).
- Relé que detecta si alguno o varios generadores quedan en isla con la alimentación de sus servicios auxiliares.

Tal y como se ha descrito en el capítulo 1, se pueden identificar tres posibles formas de eliminación de cortocircuitos:

- Protecciones principales: Se considera un tiempo de despeje instantáneo –100ms– con total selectividad.
- Protecciones de apoyo local: Se considera un tiempo de despeje superior al de las protecciones principales para garantizar la coordinación entre ambos sistemas de protección –300 ms– y con una pérdida de selectividad si fuera necesario despejar la falta mediante la desconexión de un número mayor de elementos. Este comportamiento es usual al suponerse la actuación del fallo de interruptor.
- Protecciones de apoyo remoto: Se considera un tiempo de despeje superior al de las protecciones de apoyo local –500 ms–. Este comportamiento es usual al suponerse la actuación de las protecciones de distancia en segunda zona.

- Relés de deslastre de carga:

En los Sistemas Eléctricos no Peninsulares se deberán modelar los relés de deslastre de carga por subfrecuencia y derivada de frecuencia conforme a los planes de deslastre vigentes. Estos relés evitan la caída de la frecuencia a valores inadmisibles que lleven al sistema a la pérdida total del mismo. Los escalones de deslastre se establecen por valores decrecientes de frecuencia y/o derivada de frecuencia asignando a cada uno de ellos una potencia a deslastrear con una temporización asociada.

### 3.5 Criterios.

A continuación, se describen los criterios dinámicos y estáticos que se van a considerar para determinar o no la admisibilidad de un tiempo de despeje específico para cada una de las faltas simuladas:

#### 3.5.1 Criterios de admisibilidad del comportamiento dinámico.

Se considera inadmisibles un tiempo de permanencia de falta si se produce alguna de las repercusiones siguientes:

– Pérdida de sincronismo entre áreas de generación coherentes, excepto el caso de los generadores que individualmente pierdan el sincronismo frente al resto del sistema eléctrico. Esta condición se alcanza por la detección de la pérdida de sincronismo entre extremos de alguna rama que forman parte de la red mallada. La pérdida de sincronismo de un solo generador contra el resto del sistema implica su desconexión, pero la repercusión es admisible en este sentido, si no se incumple alguno de los otros criterios.

– Si algún generador, o el conjunto del sistema, presenta un amortiguamiento inferior al 5% en sus oscilaciones de potencia.

– Para el Sistema Eléctrico Peninsular si se produce una pérdida de generación superior a la mayor pérdida de generación postulable que pueda acontecer por el aislamiento de una falta correcta e instantáneamente despejada. En la actualidad, en la fecha de edición de este anexo se establece la pérdida de generación en 1.300 MW, no obstante, este valor puede cambiar en el futuro estableciéndose según las condiciones del sistema eléctrico.

– Alternativamente, en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares, si se producen pérdidas de demanda relevantes que no sean debidas a la selectividad del sistema de protección o que puedan aparecer por la formación de subsistemas aislados en los que no hubiera equilibrio generación – demanda.

– Se entiende por pérdida de demanda relevante en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares una pérdida de demanda superior al 10% de la demanda previa del sistema aislado, sin considerar:

- La demanda conectada al nudo que se está estudiando, ya que el despeje de la falta implica directamente la desconexión de todos los elementos conectados en barras y por tanto la pérdida de la demanda alimentada desde dicho nudo.

- La demanda asociada a bombas y proveedores de interrumpibilidad que se desconecten por la actuación de los relés de subfrecuencia, derivada de la frecuencia u otros sistemas especiales de protección, cuyos ajustes se hayan definido para que se anticipen a los desastres de cargas intencionalmente por seguridad del sistema.

#### 3.5.2 Criterios de admisibilidad del comportamiento estático.

Se considerará no admisible el tiempo de despeje de una falta si el régimen permanente final no cumple con los criterios de seguridad estáticos para fallo múltiple establecidos en los Procedimiento de Operación, no obstante, no se considerarán aquellas sobrecargas y/o violaciones de los niveles de tensión admisibles que sean independientes del tiempo de aplicación de falta.

Para la correspondiente comprobación, una vez cumplidos los criterios de admisibilidad dinámica, se debe realizar un análisis del régimen permanente del caso de partida desactivando los elementos de red que durante la simulación se han perdido, ya sean grupos de generación o líneas abiertas para despejar la falta, y se comprueba si se cumplen los criterios de seguridad estáticos en cuanto a perfil de tensiones y sobrecargas, según se indica en los Procedimientos de Operación.

No se considerarán aquellas sobrecargas y/o violaciones de los niveles de tensión admisibles que sean independientes del tiempo de despeje de falta.

A efectos de evaluar las posibles sobrecargas se tendrán en cuenta los niveles admisibles de carga teniendo en cuenta el ratio más restrictivo, típicamente el ratio de verano.

### 3.6 Cálculo de tiempo crítico.

A continuación, se describe el proceso de cálculo de tiempo crítico conforme a la metodología y los criterios definidos en los apartados anteriores:

- Fase I: Análisis general para faltas despejadas en 500 ms.

En la primera fase de simulación, se aplica un cortocircuito trifásico franco en cada uno de los nudos del sistema eléctrico asumiendo una configuración de barra única, que se despeja mediante la desconexión simultánea de todos los elementos conectados a dicho nudo y considerando un tiempo de despeje correspondiente a las protecciones de apoyo remoto –500 ms–. Este proceso se realiza para todos los nudos independientemente de su configuración.

Los resultados de esta primera simulación sirven para determinar si es admisible el despeje de una falta en cada uno de los nudos en 500 ms y son la base para realizar una primera clasificación de nudos, en función de si cumplen o no con los criterios dinámicos y estáticos definidos anteriormente.

- Fase II: Simulación de faltas de duración superior a 500 ms.

Si el tiempo de despeje de 500 ms es admisible se simula la falta durante 1 segundo y en aquellos casos en los que no sea admisible se disminuye el tiempo de despeje en pasos de 100 ms.

En subestaciones en las que han resultado admisibles condiciones de despeje de faltas en tiempos de segunda zona, 500 ms, la presencia de transformadores que no dispongan de protección de distancia, no permite asegurar al completo el aislamiento de la falta en un tiempo inferior o igual a éste, por lo que la falta pudiera mantenerse alimentada durante más tiempo.

Por esta razón, se evalúa la repercusión que tiene mantener la falta alimentada únicamente por los transformadores, suponiendo la desconexión de los elementos que ya han disparado previamente en 500 ms. Esta simulación se realiza independientemente de las protecciones existentes en los transformadores (distancia y/o sobreintensidad), por lo que inicialmente se analizará el caso de un tiempo de despeje de 3 segundos, que se irá reduciendo en caso de no resultar admisible en saltos de 1 segundo.

- Fase III: Despeje en segunda zona con tiempo reducido (400 ms).

En los casos en los que no es admisible el despeje de una falta por las protecciones de apoyo remoto, se realizará una simulación correspondiente a un tiempo de despeje de segunda zona con tiempo reducido, 400 ms.

- Fase IV: Despeje en tiempos de fallo de interruptor.

Si no resulta admisible la simulación para tiempos de despeje de 400 ms, se realizará la simulación de una falta despejada mediante protecciones de apoyo local considerando el fallo de interruptor y un tiempo de despeje de 300 ms.

Las simulaciones de fallo de interruptor se llevarán a cabo teniendo en cuenta la topología de las subestaciones:

- Subestaciones de barra simple: la hipótesis de fallo de interruptor implica la pérdida completa del parque.
- Subestaciones de interruptor y medio: se analiza el fallo del interruptor central de todas y cada una de las calles, al ser el caso más grave para esta configuración, lo que

implica la pérdida de las dos posiciones de la calle correspondiente debido a la apertura de los dos interruptores de barras y los interruptores de los extremos remotos de las ramas correspondientes.

- Subestaciones en anillo: se analiza la falta para cada una de las celdas suponiendo el fallo de interruptor de dicha celda, lo que implicaría la apertura de los interruptores adyacentes y los interruptores de los extremos remotos de la celda.
- Subestaciones de doble barra con doble interruptor: se analiza el fallo de interruptor que implica la pérdida de la única posición de la calle correspondiente.
- Subestaciones de doble barra con interruptor de acoplamiento: se analiza la pérdida completa del parque equivalente al fallo del interruptor de acoplamiento.

En subestaciones de interruptor y medio o anillo, que no pertenezcan a la Red de Transporte, en las que las condiciones de despeje en tiempos de fallo de interruptor (con teledisparo) resulte admisible, se valorará la necesidad de existencia de teledisparo al extremo remoto del circuito adyacente. La simulación se realizará con faltas de 300 ms sin teledisparo en un circuito de la calle más desfavorable y fallo del interruptor central. Si alguna calle no admite una falta de 300 ms sin teledisparo se establecerá la necesidad de éste.

– Fase V.

En subestaciones en las que con condiciones de despeje de fallo de interruptor se identifique alguna repercusión no admisible, se continuará con la simulación disminuyendo el tiempo de despeje de la falta en pasos discretos de 50 ms, hasta determinar un tiempo de despeje tal que no implique consecuencias inadmisibles sobre el sistema. El tiempo mínimo de despeje de faltas para simular será de 100 ms.

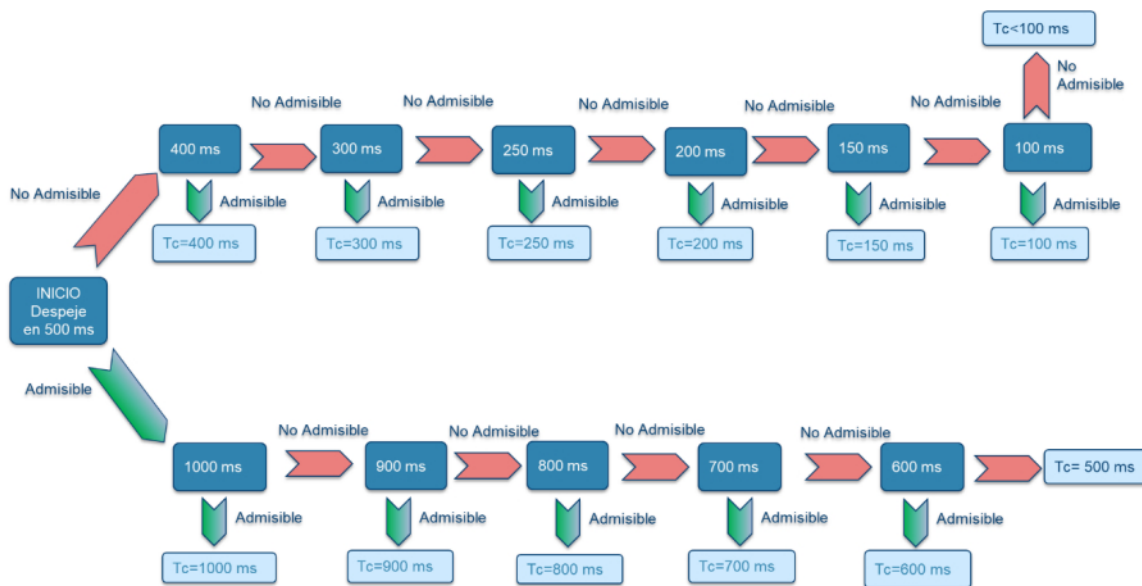


Figura 3: Diagrama de cálculo de tiempo crítico

#### 4. Metodología para determinar niveles de equipamiento de protección

4.1 Despeje secuencial de faltas en barras en subestaciones de varios embarrados con interruptor/es de acoplamiento.

En subestaciones con varios embarrados e interruptor/es de acoplamiento cuyo tiempo crítico se encuentre entre 300 ms y 500 ms es necesario evaluar si es admisible para el sistema la eliminación de una falta en barras mediante el despeje secuencial de cara a establecer la necesidad de disponer de dos sistemas de protección principal compuestos por funciones diferenciales de barras.

Previamente, será necesario definir la explotación habitual de la subestación y posteriormente, se aplicará un cortocircuito trifásico en cada una de las barras que será despejado de la siguiente manera:

- $t=300$  ms: apertura del interruptor de acoplamiento para aislar la barra en falta de la barra sana.
- $t=500$  ms: apertura de los interruptores locales o remotos de las posiciones conectadas a la barra en falta.

La eliminación de cada una de las faltas mediante despeje secuencial será admisible para el sistema desde el punto de vista de la seguridad, si se cumplen los criterios estáticos y dinámicos definidos en el apartado 2.5.

#### 4.2 Despeje secuencial de faltas en líneas.

Las simulaciones de despeje secuencial para faltas en líneas se realizan para determinar si el nivel de equipamiento de una línea exige redundancia en el sistema de telecomunicación, ya que no es suficiente tener únicamente en cuenta el valor del tiempo crítico de cada uno de los nudos. El comportamiento de los grupos conectados en los nudos y los grupos conectados en nudos próximos ante una falta interna en la línea o ante una falta en barras, tal y como se postula en la metodología de cálculo de tiempo crítico, es completamente diferente. En el primer caso el despeje de la falta implica únicamente la desconexión de la línea, mientras que, en el segundo caso, la falta se despeja mediante la desconexión de todos los elementos conectados en el nudo por lo que el desmallado que se produce con una acción de desconexión y la otra no es comparable.

Por otro lado, cuando se postula una falta trifásica en un nudo, se asume que se desconecta toda la generación conectada en dicho nudo, mientras que, si se postula una falta interna en la línea y se despeja en un tiempo de eliminación bajo, por lo general la generación que evacúa en el nudo permanecerá conectada, y por tanto la valoración del cumplimiento de los criterios dinámicos y estáticos será distinta.

A continuación, se describe la metodología que determina la admisibilidad del despeje secuencial de faltas en líneas para definir el nivel de equipamiento de una línea en cuanto a los sistemas de telecomunicación. Este tipo de simulación se realizará en líneas que conecten nudos en los que uno de ellos tiene un tiempo crítico inferior a 500 ms y el otro superior o igual a 500 ms. Estos valores de tiempo crítico se han determinado según la metodología descrita en el apartado anterior.

##### – Metodología:

Se considera una línea genérica que conecta dos nudos del sistema, el nudo A con un tiempo crítico inferior a 500 ms y nudo B con un tiempo crítico igual o superior a 500 ms.

Se postula una falta trifásica en salida de línea desde el nudo A en la parte de la línea no alcanzada por la zona 1 pero sí por la zona 2, es decir, en el punto más cercano al Nudo A que implique la eliminación de la falta mediante despeje en tiempos de segunda zona desde el nudo A –500 ms– y en tiempo instantáneo desde el nudo B –100 ms–.

- Si no se cumple alguno de los requisitos definidos en el apartado 2.5.1 y 2.5.2 de Criterios dinámicos y estáticos, y además no se garantiza un despeje selectivo en caso de fallo simple del sistema de protección, se puede concluir que el despeje secuencial para faltas en líneas no es admisible para el sistema.

- Si se cumplen los requisitos definidos en el apartado 2.5.1 y 2.5.2 de Criterios dinámicos y estáticos y además se garantiza un despeje selectivo en caso de fallo simple del sistema de protección, se puede concluir que el despeje secuencial para faltas en líneas es admisible.