

# GUÍA

## Aspectos a considerar para la elaboración del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones por parte de Empresas Solicitantes

Gerencia de Operación  
Departamento de Análisis de la Operación  
Septiembre de 2020  
Versión 1



## CONTROL DEL DOCUMENTO

---

### APROBADO POR

Versión	Aprobado por	Cargo
1	Rodrigo Espinoza V.	Sub Gerente de Estudios y Soporte Operacional

### REVISADO POR

Versión	Revisado por	Cargo
1	Luis Calabrán G.	Jefe del Departamento de Análisis de la Operación

### REALIZADO POR

Versión	Realizado por	Cargo
1	Diego Orellana L.	Ingeniero del Departamento de Análisis de la Operación

## GUÍA

### Aspectos a considerar para la elaboración del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones por parte de Empresas Solicitantes

#### 1 Tabla de Contenidos

<b>2. Objetivo</b> .....	<b>4</b>
<b>3. Contenidos mínimos del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones</b> .....	<b>4</b>
3.1. Antecedentes y Bases de Datos .....	4
3.2. Desarrollo y Resultados.....	5
3.3. Revisiones e Iteraciones.....	10
<b>4. Recomendaciones sobre funciones particulares</b> .....	<b>10</b>
4.1. Análisis del desempeño de funciones diferenciales .....	10
4.2. Análisis de alcances de zonas de protección instantáneas en funciones de distancia .....	11
4.3. Cálculo del factor de compensación residual .....	11
4.4. Mínima impedancia de carga .....	12
4.5. Función de falla de interruptor .....	12
4.6. Funciones de sobrecorriente de fase en líneas de transmisión.....	12
4.7. Funciones de sobrecorriente de fase en transformadores de poder .....	12
4.8. Funciones de reconexión automática .....	13
4.9. Funciones de sobre y baja tensión .....	13
4.10. Uso de lógicas para acelerar el despeje de fallas en barras de media tensión.....	13
<b>5. Estudio de Homologación de Ajustes de Protecciones</b> .....	<b>14</b>

## **2 Objetivo**

El objetivo del presente documento es especificar los contenidos esperados de un Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones, en el contexto de los Estudios Sistémicos del proceso de conexión de Nuevas Instalaciones y Modificaciones Relevantes en el Sistema Eléctrico Nacional, de forma tal de reducir el tiempo de revisión y aprobación de estos estudios, reduciendo las iteraciones en el proceso.

El presente documento no pretende establecer una norma para el desarrollo y presentación de los Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones que se remitan al Coordinador, sino más bien entregar recomendaciones para su confección y facilitar la revisión de éstos.

## **3 Contenidos mínimos del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones**

A continuación, se indican los contenidos mínimos esperados en un Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones (en adelante e indistintamente, el ECAP o el Estudio).

### **3.1. Antecedentes y Bases de Datos**

#### **3.1.1. Criterios de ajustes**

Todo ECAP debe contener los criterios mediante los cuales se han ajustado sus distintas funciones de protección. En ciertos casos, un ajuste pudiera responder a la necesidad de mantener la coordinación de protecciones ante condiciones particulares de operación. Ante tal situación, se debe declarar la condición que llevó a dicho ajuste, con el fin de facilitar la revisión y comprensión del estudio.

Además, el estudio debe contener los criterios, para cada una de las funciones de protección a ajustar (ya sea en una sección previa distinta, o justo antes de presentar cada uno de los ajustes). No constituye una buena práctica remitir anexos con criterios generales pues, dadas las particularidades del sistema en análisis, puede ocurrir que los criterios generales no apliquen necesariamente a todas las funciones de protección propuestas en el estudio.

#### **3.1.2. Escenarios y fallas solicitadas en la Carta de Escenarios Mínimos**

Previo a remitir un ECAP para revisión del Coordinador, la Empresa Solicitante debe asegurarse que se haya verificado la coordinación ante la totalidad de las contingencias solicitadas en la Carta de Escenarios Mínimos notificada por el Coordinador, cuyo contenido respecto de este estudio debe replicarse en los antecedentes del informe del ECAP.

Adicionalmente, en caso de que en el EFP y/o EET, se analicen topologías adicionales a las definidas en la Carta de Escenarios Mínimos, se debe verificar la coordinación de protecciones para dichas topologías.

### 3.1.3. Información Técnica

La modelación del sistema eléctrico realizada en el software de simulación para el desarrollo del Estudio debe ser consistente con la información técnica declarada en la plataforma Infotécnica, la que, dependiendo de su estado de validación, podría requerir contar con la aprobación explícita del Coordinador. En particular, la modelación de las instalaciones que se interconectan al sistema y que forman parte del proyecto cuyo ECAP se somete a revisión, debe coincidir con la información técnica previamente declarada por la Empresa Solicitante y aprobada por el Coordinador durante el proceso.

Al respecto, resulta pertinente mencionar que en el sitio web del Coordinador se encuentra publicado el documento técnico “Información Requerida para el Desarrollo de los Estudios de Protecciones (<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/informacion-requerida-para-el-desarrollo-de-los-estudios-de-protecciones/>).

Finalmente, en caso de que exista información técnica de instalaciones o protecciones de un tercero, gravitante para el estudio, que no se encuentre disponible en la plataforma Infotécnica, esta debe ser solicitada con suficiente antelación al Coordinador correspondiente a través del Departamento de Conexiones (preferentemente, mucho antes del inicio del proceso de revisión de estudios). En caso de existir información técnica de un tercero disponible en la plataforma Infotécnica, mas no aprobada, se puede considerar dicha información o aquella disponible en la base de datos PowerFactory más actualizada disponible en la página del Coordinador. De todas formas, esto último, es decir, cualquier supuesto que la Empresa Solicitante haga con respecto a información técnica de alguna instalación y su fuente de información, debe señalarse claramente en un apartado específico del estudio.

## 3.2. Desarrollo y Resultados

### 3.2.1. Análisis de zonas (o puntos) muertas o desprovistas de protección local y traslapes de zonas

Todo ECAP debe contener un análisis que verifique que las zonas muertas<sup>1</sup> que se pueden generar en las subestaciones ante distintas combinaciones de estado abierto/cerrado de interruptores y desconectores, en función de la ubicación de los TT/CC correspondientes puedan ser supervisadas y protegidas por los sistemas de protecciones. Estas condiciones podrían corresponder, entre otras, a las siguientes (no necesariamente se incluyen todas las condiciones que se podrían generar, pues debe analizarse caso a caso):

- Líneas de transmisión abiertas en un extremo.
- Interruptores transferidos.
- Interruptores abiertos.
- Diagonales cerradas estando sus respectivos elementos protegidos (líneas, transformadores, etc.) desconectados mediante sus desconectores más cercanos y que no forman parte de la diagonal.

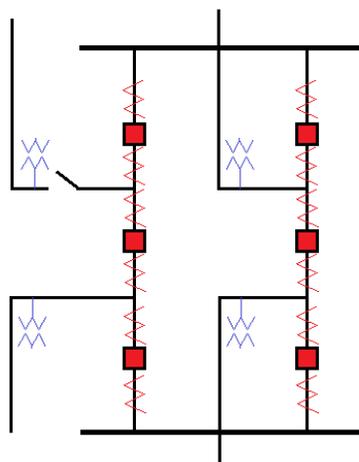
---

<sup>1</sup> De acuerdo con el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, una Zona Muerta corresponde a una zona que, debido a la disposición de los transformadores de corriente o a la cantidad de los mismos, no queda protegida por las funciones principales de los relés de protección de los esquemas de protección.

Este análisis debe contemplar las medidas necesarias para mantener los tiempos máximos de despeje de fallas indicados en la normativa vigente. El análisis debe demostrar que la solución propuesta logra mantener la coordinación, selectividad, sensibilidad y rapidez necesaria para no propagar la falla a otras instalaciones de forma innecesaria.

Es importante mencionar que, si el sistema de protección que otorga la protección a una zona muerta específica de la subestación forma parte de un doble esquema de protección, ambos esquemas deben otorgar dicha protección (para mantener la funcionalidad de la protección en caso de indisponibilidad o mantenimiento de uno de los sistemas).

Por ejemplo (ver siguiente figura), si en el caso de una línea que se conecta a una subestación con configuración *interruptor y medio* o configuración *doble interruptor* se determina que, ante la desconexión de la línea mediante la apertura de su desconectador de línea, y dada la configuración de la S/E, los transformadores de potencial de la línea quedan desvinculados (perdiéndose las funciones de protección dependientes de los potenciales), es necesario mantener cerrada la diagonal que sirve a la línea, se debe contar con una función de protección adecuada que despeje fallas en el punto de conexión de la línea a la media diagonal mediante ambos sistemas de protección. Algunos fabricantes llaman a este tipo de protección “STUB”, y se activa según el estado del desconectador de línea. En caso de no contar con esta función, se debe generar una lógica asociada al estado del desconectador para generar un cambio de grupo de ajustes (en los sistemas de protección que sirven a la línea cuyo desconectador fue abierto) que puedan realizar el despeje de fallas en la diagonal. Este tipo de funciones cobra relevancia en subestaciones con reducido número de diagonales.



Ejemplos de algunas funciones de protección que usualmente se utilizan para efectos de cubrir zonas muertas corresponden a la función STUB, ya mencionada, o End Fault, las cuales deben garantizar los tiempos máximos de despeje de falla.

Por otro lado, la inexistencia de zonas muertas está relacionada con la revisión de la ubicación de los transformadores de corriente asociados a los relés de protección, asegurando el traslape de las zonas de protección de los distintos equipos utilizados para estos fines. También está relacionada con la ubicación relativa de los transformadores de corriente respecto de los interruptores que despejan la

falla de cada elemento. En todo caso, es claro que en ciertos casos, no es posible lograr un despeje selectivo en una zona muerta (por ejemplo, fallas adyacentes a un interruptor seccionador de barras). Estos casos deben encontrarse claramente identificados y justificados en el ECAP.

### 3.2.2. Detección de descoordinaciones preexistentes

En caso de detectar condiciones de descoordinación preexistentes que escapen al alcance del proyecto, esto debe ser demostrado mediante un análisis de la condición previa. En caso de que la preexistencia se manifieste en instalaciones de la empresa solicitante, estas deben ser resueltas con independencia de la condición previa. Si la preexistencia se manifiesta en instalaciones de un tercero o involucrado, corresponde a este último corregir la situación en la forma y plazo que instruya el Coordinador. De tratarse del segundo caso, la resolución de la preexistencia no sería una condicionante para la aprobación del estudio.

### 3.2.3. Tablas de comparativas de ajustes actuales y propuestos

Para el caso de modificaciones de ajustes en relés existentes, se debe incluir tablas que muestren los ajustes actuales y los propuestos, dispuestas de manera comparativa, destacando los valores que sufren modificaciones. De esa forma, se facilita además la revisión posterior de Print Outs, además de permitir al revisor visualizar el impacto del proyecto en las modificaciones necesarias a los sistemas de protección. En el caso de alcances y temporizaciones ajustados en las protecciones de distancia 21/21N se les debe presentar tanto para las zonas modificadas como para aquéllas que mantienen sus ajustes.

### 3.2.4. Instalaciones con doble esquema de protección

El disponer de dos esquemas de protección para proteger una instalación permite no retirarla de servicio mientras se realiza mantenimiento a uno de los sistemas (además de mantener la selectividad de su funcionalidad ante falla o indisponibilidad de alguno de ellos). Sin perjuicio que, dadas las características de la instalación protegida, la normativa vigente exija o no la duplicación de los esquemas de protección, en caso de que la instalación analizada en el ECAP cuente con un doble esquema de protección redundante, ambos sistemas de protección por separado deben garantizar la coordinación de protecciones.

En caso contrario, debe quedar explícito en el estudio (tanto en la sección en que se analice este tema como en sus conclusiones) que, ante la indisponibilidad de cierto sistema de protección, la instalación debe ser desconectada o se debe generar un cambio de topología para evitar que la falla se propague o afecte la seguridad del sistema por pérdida de selectividad o de rapidez.

### 3.2.5. Teleprotección

En el caso de proyectos que contemplen nuevas líneas de transmisión, o incluso en aquellos donde se incluye el seccionamiento de líneas existentes, se debe describir el esquema de comunicaciones proyectado, indicando los medios físicos a utilizar (FO, MMOO, OPLAT, etc.) y la forma en que interactúan los relés de protección ubicados en los extremos de la línea con el esquema de teleprotección.

En general, no deben mezclarse en un mismo canal señales 85A y 85C, y, por ningún motivo, 85D. En caso de existir mezcla de señales en un mismo canal, se debe demostrar que esto no genera inconvenientes en el envío y/o recepción de aceleración ni bloqueos, así como tampoco operaciones indeseadas o descoordinadas.

### 3.2.6. Esquemas de teleprotección por sobrealcance permisivo (POTT)

En caso de implementar esquemas de aceleración por sobrealcance permisivo (POTT) en líneas de doble circuito o líneas independientes que interconectan dos subestaciones, se debe indicar en el ECAP la forma de hacerse cargo del fenómeno de “*current reversal*”. Por ejemplo, en el caso del esquema de aceleración para la función de distancia, debe demostrar que la falla más lejana detectada hacia atrás por uno de los extremos de la línea protegida no es detectada por el (los) extremo(s) remoto(s) en zona de aceleración, con una holgura suficiente, de forma que se asegure la correcta operación del esquema POTT<sup>2</sup>. En el caso de líneas de 3 (o más) terminales esto deberá verificarse en el caso de mayor sobrealcance de las zonas de aceleración (es decir, considerando el tercer terminal abierto).

Lo expuesto anteriormente también es válido en caso de extremos que posean ajustes de eco por fuente débil.

### 3.2.7. Esquemas de teleprotección por comparación direccional

En ocasiones, por motivos de seguridad, se prefiere retardar la operación del esquema de comparación direccional por sobrecorriente residual algunas decenas de ms. En tales casos, se debe verificar, al menos, que los tiempos de operación de las instalaciones adyacentes posean un tiempo de paso adecuado con respecto al tiempo de operación retardado de la función 85C de la línea protegida, para aquellas fallas que no sean detectadas por el esquema de aceleración basado en la función de distancia. Esto, al menos para todas las topologías solicitadas en la Carta de Escenarios Mínimos (además de aquellas eventualmente no contempladas en el ECAP, pero sí en el Estudio de Flujo de Potencia y de Estabilidad Transitoria).

### 3.2.8. Cambios de ajustes en instalaciones existentes

En el caso que el ECAP proponga modificaciones de ajustes a protecciones existentes, se debe justificar claramente la modificación. Además, debe demostrarse, *al menos*, la coordinación con las protecciones en primera adyacencia. Si el cambio de ajustes se propone sobre una protección propiedad de un tercero contemplado inicialmente como Empresa Involucrada en el proceso de conexión, en caso de que esta no realice observaciones al cambio de ajustes propuesto, se entiende que está de acuerdo con el mismo. En el mismo caso, pero si el propietario del relé donde se proponen cambios de ajustes no hubiera sido inicialmente considerado involucrado en el proceso, podrá observarlo en la siguiente iteración, pues debe ser agregado al proceso en calidad de involucrado. En cualquier caso, estas observaciones deben ser analizadas por el Coordinador, quien puede rechazarlas en caso de considerarlas infundadas.

---

<sup>2</sup> Si bien lo indicado en 3.2.6. cobra particular relevancia para los casos allí mencionados (circuitos paralelos y eco por fuente débil), se considera una buena práctica, en general, la filosofía de ajustes de zonas de sobrealcance y bloqueo indicada.

### 3.2.9. Tablas de tiempos de operación

Se debe remitir las tablas de tiempos de operación de las protecciones del sistema<sup>3</sup> en formato de planilla electrónica (Excel®) para facilitar la consulta y revisión de ésta. Además, se debe verificar que cada tramo del sistema de transmisión y cada uno de los relés allí indicados sean fácilmente identificables y consistentes con la nomenclatura utilizada en el cuerpo del estudio. Adicionalmente, se debe remitir una planilla que incorpore, para las mismas fallas evaluadas en las tablas de tiempos de operación, la medición de cada protección de los valores de mínima impedancia aparente y máximas corriente de fase y residual (también se deberían incluir valores de tensiones fase-fase, fase-neutro y homopolares en caso de contar con funciones de protección que operen en función de dichas magnitudes).

En el caso de considerar el uso de “bloqueos de seguridad” en la planilla electrónica, el nivel de seguridad configurado debe ser tal que se puedan seleccionar filas/columnas, ocultar filas/columnas, copiar/pegar datos, movilizar/inmovilizar paneles en la planilla, para poder realizar una revisión fluida de ésta.

Se debe separar las funciones de protección de cada relé para verificar los tiempos de operación de cada una de ellas.

Cabe mencionar que las planillas de tiempos de operación de protecciones poseen limitaciones en la forma de presentar sus resultados, por lo tanto, el Coordinador podrá solicitar análisis adicionales en el caso requerir, por ejemplo, la verificación de despejes secuenciales.

### 3.2.10. Transformadores de servicios auxiliares

En el caso de subestaciones que cuenten con transformadores de servicios auxiliares abastecidos desde alguna de las barras principales de la S/E o desde algún devanado de un transformador de poder, se debe verificar que fallas en bushings secundarios del transformador auxiliar sean despejadas de forma suficientemente rápida, selectiva y coordinada por sus propias protecciones. En particular, los tiempos de operación de sus protecciones deben encontrarse en las tablas de tiempos de operación para verificar las mencionadas fallas.

### 3.2.11. Topologías intermedias durante puesta en servicio o energización del proyecto

Por lo general, el ECAP analiza las topologías solicitadas en la Carta de Escenarios Mínimos del proyecto. No obstante, durante el proceso de energización o puesta en servicio probablemente se generen topologías no analizadas en el ECAP, debido a que, al momento de definir el alcance del estudio, no es posible establecer todas las particularidades o circunstancias del procedimiento de energización. Por lo tanto, se debe adjuntar un análisis de verificación de la coordinación de protecciones en los escenarios intermedios, el cual pudiera ser remitido dentro del cuerpo del ECAP o como un complemento de este durante el proceso de revisión. En cualquier caso, debe tenerse presente que este análisis es requisito para adoptar eventuales topologías no contempladas en el

---

<sup>3</sup> Deben mostrarse de forma segregada los tiempos de operación de *todas las funciones de protección* (27, 59, 40, 21, 21N, 50, 51, 50N, 51N, 50G, 51G, 67, 67N, 87L, etc.) que podrían detectar la falla, no solo las que están dispuestas para ese tipo de falla.

ECAP y necesarias para la puesta en servicio, y debe contar con una aprobación particular del Coordinador.

Para facilitar la comprensión de las topologías intermedias, si corresponde, se debe remitir diagramas unilineales simplificados de cada una de ellas dentro del documento, con nomenclatura concordante con la utilizada en el ECAP.

### **3.3. Revisiones e Iteraciones**

#### **3.3.1. Revisiones adicionales**

Toda nueva versión del ECAP que se remita de forma posterior a una revisión del Coordinador debe contar con una minuta de respuestas que atienda las observaciones realizadas en la última revisión y, si aplica, que indique la sección o página del estudio donde se puede verificar lo señalado en la minuta.

Dado que pueden existir también observaciones de empresas involucradas, es importante aclarar que todas las observaciones deben ser canalizadas a través del medio oficial establecido por el Coordinador en forma y plazo (Plataforma de Gestión de Proyectos) y así evitar la recepción, por otros medios, de versiones intermedias o paralelas de los estudios que redundan en una discontinuidad de la revisión.

#### **3.3.2. Entregables asociados al ECAP**

Los entregables esperados<sup>4</sup>, asociados al ECAP y sobre los cuales el Coordinador realiza su revisión, son los siguientes:

- Informe
- Base de Datos Power Factory DlgSILENT
- Planillas con resultados de tiempos de operación de protecciones
- Ajustes de protecciones del entorno considerados en la modelación (dentro del informe o como anexo)
- Minuta de respuesta a observaciones (a partir de la segunda iteración)

## **4 Recomendaciones sobre funciones particulares**

### **4.1. Análisis del desempeño de funciones diferenciales**

En el caso de que el proyecto contemple incorporar o modificar ajustes de funciones diferenciales (de barras, líneas o transformadores) se debe incluir un análisis del desempeño de tales funciones. Dicho análisis debe verificar la correcta operación de la función ante fallas internas (en escenarios de

---

<sup>4</sup> Podrían existir casos particulares en los que se requiera algún entregable o antecedente adicional, por ejemplo, para justificar alguna protección en particular o no estándar. Será responsabilidad de la Empresa Solicitante remitir dicha información.

mínimo y máximo cortocircuito) y la no operación ante fallas externas (en escenarios de máximo cortocircuito) o condiciones normales de operación, considerando los errores permanentes y transitorios (saturación) de los transformadores de corriente asociados a la protección y otros desequilibrios normales del sistema eléctrico primario (corrientes de carga capacitiva de líneas; corrientes de energización, razones de transformación y taps de transformadores de poder; etc.).

Es importante señalar que se debe incorporar el mencionado análisis aun cuando no se modifiquen ajustes en una función diferencial, pero sí se contemplen modificaciones en el sistema eléctrico donde se adicione o elimine algún paño que contribuye a la falla en el elemento a proteger, así como también cuando cambie considerablemente el nivel de cortocircuito. Un ejemplo de esto es la incorporación de resistencias o reactores de puesta a tierra en transformadores de poder.

#### **4.2. Análisis de alcances de zonas de protección instantáneas en funciones de distancia**

En general, es deseable que las zonas instantáneas de funciones de distancia provean el mayor alcance posible (dentro de un margen razonable) para la detección y despeje instantáneo de fallas al interior de los elementos protegidos. Por lo tanto, debe realizarse un análisis del ajuste de la zona 1, buscando los máximos alcances posibles que permitan mantener un adecuado margen de seguridad ante fallas en instalaciones externas.

En el caso de circuitos con acoplamiento mutuo, el ECAP debe contener un análisis del comportamiento de las impedancias vistas (en el plano R-X) por la función de distancia ante fallas a lo largo de la línea protegida con distintos valores de resistencia de falla a tierra y ante distintas condiciones de operación (circuito paralelo en servicio, desconectado y puesto a tierra)<sup>5</sup>. Este análisis pudiera redundar en la determinación de los máximos alcances de zona 1 o en la determinación del ángulo de inclinación del límite superior de la zona 1.

Si bien el caso de líneas de transmisión con compensación serie es muy particular, al cual se debe aplicar diversos conceptos contenidos en el presente documento, en este punto al menos cabe hacer patente que en caso de que se contemplen funciones de distancia (con zonas instantáneas o no), debe quedar clara en el ECAP la forma de hacerse cargo de los fenómenos tales como inversión de corriente y de tensión (tanto en la línea compensada como en las instalaciones aledañas). Asimismo, el ECAP debería contener los diagramas necesarios para visualizar la ubicación relativa de los transformadores de potencial a los que se conectan los sistemas de protecciones locales con respecto a la compensación serie de la línea protegida.

#### **4.3. Cálculo del factor de compensación residual**

El ECAP debe presentar el cálculo del factor de compensación residual ( $k_0$ ) asociado a las funciones de distancia para fallas residuales (21N). Esto es válido para para cualquier equipo protegido por esta función (líneas, transformadores, etc.). Este cálculo debe realizarse según la definición propia de cada relé, por lo que debe presentarse para cada sistema de protección.

---

<sup>5</sup> En el caso de líneas de doble circuito se debe analizar la condición intermedia que existe ante fallas en uno de los circuitos y la apertura secuencial del extremo más cercano a la falla, evaluando el comportamiento de las protecciones del circuito fallado y las del circuito paralelo.

#### **4.4. Mínima impedancia de carga**

Todo ECAP debe verificar que, en condiciones normales de operación en red N y N-1, para la máxima carga en la línea de transmisión o transformador que se esté evaluando, los ajustes propuestos para la función de distancia no impliquen riesgo de desconexión por operación del elemento de impedancia. Esta verificación podría impactar en los alcances de las zonas de protección de la función de distancia o en la inclusión de funciones adicionales (mordiscos de carga, etc.).

#### **4.5. Función contra falla de interruptor**

Si bien los diagramas unilineales funcionales de subestaciones usualmente muestran la interacción entre los equipos de protección (tales como, por ejemplo: disparos al interruptor, señales de arranque de funciones, emisión de señales de disparo transferido o aceleración, etc.), en el ECAP debe quedar clara la forma en que operará la función contra falla de interruptor, en particular los siguientes aspectos:

- Tiempos de retrip local (0 a 50 ms) y trip (150 a 200 ms).
- Identificación de todas las funciones, señales (locales o remotas) o equipos, así como las condiciones necesarias para generar el arranque de la función.
- El método utilizado para la desactivación o *reset* (reinicio) de la función debe estar de acuerdo con lo indicado en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.
- Equipos sobre los que opera la función (interruptores, relés, 85D, etc.).

#### **4.6. Funciones de sobrecorriente de fase en líneas de transmisión**

Las funciones de sobrecorriente de fase, sean de emergencia o no, direccionales o no, en ningún caso deben limitar por sí mismos la capacidad conjunta de transmisión de los equipos serie que protegen. Por lo tanto, en el ECAP, el pickup de estas funciones debe estar clara y explícitamente expuesto y justificado en el criterio de ajuste, dejando claro que el ajuste propuesto no limita la capacidad de transmisión a valores menores que los soportados por los equipos serie e indicando claramente el equipo cuya capacidad máxima de transmisión da origen al ajuste. No se acepta, de forma general, como criterio para el ajuste del pick up de las protecciones de sobrecorriente de fase, la carga esperada a abastecer, la capacidad térmica de los conductores en función de la temperatura ambiente, restricciones comerciales o contractuales (y en caso de existir, sólo deberían generar alarmas).

#### **4.7. Funciones de protección de sobrecorriente de fase en transformadores de poder**

En el caso de las funciones de protección de sobrecorriente de fase en transformadores de poder se debe verificar que la curva de operación de la función presente un tiempo de paso adecuado con la curva de daño del transformador a proteger. Además, se recomienda verificar que el ajuste presente una adecuada holgura con la capacidad de la última etapa ONAF, salvo alguna situación técnica debidamente fundada. En general, se debería evitar el uso de la función 50/51 como protección contra sobrecalentamientos del transformador, pues esto último es altamente dependiente de las condiciones ambientales y de refrigeración del equipo.

Por último, el ajuste de la función 50/51 (en eventual conjunto con funciones de bloqueo adicionales que pueda tener el relé) debe ser tal que se evite su operación debido al fenómeno de *inrush* durante la energización del equipo.

#### **4.8. Funciones de reconexión automática**

En el caso de que se contemple reconexión automática tripolar, además de los ajustes básicos de la función y la forma en que estos toman forma en el lenguaje propio de la protección, debe quedar claro si esta función será implementada en los sistemas de protección o en equipos de control. En caso de que la función de reconexión se lleve a cabo mediante equipos de control, distintos a los relés de protección, igualmente se deben remitir sus ajustes para revisión. Además, deben describirse sus ecuaciones de activación y bloqueo, y otras condiciones que deben concurrir para su activación (tensiones en barra y/o línea, circuito paralelo en servicio, presencia de tensión, etc.). En caso de existir funciones de cierre contra falla, se debe describir la ecuación que activa su trip y el tiempo en que puede activarse.

En el caso de reconexiones monopolares se debe verificar mediante los estudios dinámicos correspondientes, que la corriente homopolar que circule por la línea durante el tiempo muerto de reconexión (TMR) sea tal que el tiempo de operación de las funciones de sobrecorriente residual que detecten dicha corriente sea mayor al TMR, con una holgura razonable. Lo mismo aplica para otras funciones de protección que pudieran detectar esta condición transitoria de la línea.

#### **4.9. Funciones de sobre y baja tensión**

En el caso de que se contemple ajustar funciones de sobre o baja tensión, se recomienda que sus ajustes no redunden en la desconexión innecesaria de elementos del sistema ante sobre o bajas tensiones operacionales o transitorias<sup>6</sup>. Además, los ajustes propuestos deben permitir operar el sistema eléctrico con tensiones en estado de alerta y estado de emergencia definidas en la NTSyCS vigente, con una holgura suficiente de forma tal que no se produzca una operación indeseada de las protecciones de tensión frente a eventos de falla en su entorno eléctrico.

En general, estas funciones deberían estar justificadas por razones de equipos específicos que sean sensibles a desviaciones de la tensión. Además, en caso de utilizarse en varios equipos de una misma zona del sistema, se debería procurar su operación escalonada en el tiempo, de manera de no desconectar todos los equipos de manera simultánea, permitiendo la normalización paulatina de la tensión.

#### **4.10. Uso de lógicas para acelerar el despeje de fallas en barras de media tensión**

Si el proyecto bajo revisión contempla la implementación de una lógica para obtener tiempos de despeje en barras de media tensión de acuerdo con lo establecido con la normativa vigente, el Estudio debe explicar en forma clara la implementación y operación de dicha lógica.

---

<sup>6</sup> Sus ajustes deben ser compatibles con los estándares de recuperación dinámica de las tensiones que define la NTSyCS. Si no es posible, se debe justificar adecuadamente.

## 5 Estudio de Homologación de Ajustes de Protecciones

En caso de que el propietario de un sistema de protección requiera reemplazar alguno de los relés que conforman el esquema por otro de distinto modelo o marca, debe remitir un estudio de Homologación de Ajustes de Protecciones.

Al respecto, se pueden presentar las siguientes situaciones:

- Que los relés de protección presenten una misma filosofía de operación y características completa y fácilmente homologables. En ese caso se deben presentarse tablas con los ajustes de un equipo traducidos al nuevo relé para cada función de protección.
- Que los relés a homologar utilicen funciones de sobrecorriente y/o de distancia. En ese caso se debe remitir gráficas que muestren las curvas o zonas de protección del equipo a retirar superpuestas a las del nuevo equipo.
- Que los relés de protección presenten diferencias en su filosofía de operación. En ese caso se debe demostrar la respuesta efectiva del relé ante fallas en la instalación protegida e instalaciones ubicadas al menos en primera adyacencia, verificando que se mantiene una adecuada coordinación de protecciones.
- Que se cambie un relé de cierta marca y modelo por otro de idénticas características y que se mantengan los ajustes de protecciones. En ese caso bastará que el propietario cuente con el Print Out de la instalación actual en la plataforma Infotécnica (si no se encuentra disponible dicho documento en esa plataforma, debe ser remitido) y que remita el Print Out del nuevo relé para revisión del Coordinador a fin de verificar la igualdad de ajustes.

En caso de que se habiliten funciones adicionales a las que se encontraban en servicio en los relés existentes, estas deben ser identificadas en el Estudio, junto con sus criterios y valores de ajustes debidamente justificados (en el caso que no se trate de funciones de protección unitarias, se deberá mostrar la coordinación de protecciones con su entorno).