

Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano

Revisión	Fecha	Descripción
0	2019-05-17	Este documento incluye la propuesta de los lineamientos a seguir en la elaboración y presentación de informes de Estudios de Ajuste y Coordinación de Protecciones.

Subcomité de Protecciones

CONTENIDO

1	OBJETIVO.....	4
2	ANTECEDENTES	4
3	ALCANCE	4
4	MARCO REGULATORIO DE REFERENCIA.....	4
5	DEFINICIONES	5
6	CONSIDERACIONES.....	5
6.1	<i>ANTES DE LA ELABORACIÓN DEL EACP.....</i>	<i>6</i>
6.1.1	Reunión de inicio de EACP.....	6
6.2	<i>DURANTE LA ELABORACIÓN DEL EACP</i>	<i>8</i>
6.2.1	Estudios de flujos, cortocircuito y definición de escenarios.....	8
6.2.2	Asignación de la generación en el sistema.....	9
6.2.3	Determinación de los escenarios de cortocircuito.....	9
6.3	<i>SIMULACIONES PARA VALIDAR DESEMPEÑO DE LAS PROTECCIONES</i>	<i>10</i>
6.3.1	Definición de rutas de coordinación de protecciones	10
6.3.2	Consideraciones en validaciones	10
6.3.3	Validaciones y verificaciones	12
6.3.4	Resultados de simulaciones.....	15
7	ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO DE ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	16
7.1	<i>OBJETIVO.....</i>	<i>16</i>
7.2	<i>ALCANCE.....</i>	<i>16</i>
7.3	<i>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO O DE LA RED BAJO ESTUDIO.....</i>	<i>16</i>
7.3.1	Etapas del proyecto (Aplica para entrada de nuevos proyectos)	16
7.3.2	Ubicación geográfica	16
7.3.3	Área de influencia	16
7.4	<i>PARÁMETROS TÉCNICOS</i>	<i>16</i>

7.4.1	Parámetros de equipos.....	17
7.5	<i>ESTUDIO DE FLUJO Y CORTOCIRCUITO.....</i>	<i>20</i>
7.5.1	Análisis de flujo.....	20
7.5.2	Resultados de cortocircuito	20
7.6	<i>CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN</i>	<i>20</i>
7.6.1	Características de los sistemas de protección existentes.....	20
7.6.2	Características de los sistemas de protección a instalar.....	20
7.7	<i>AJUSTES PROPUESTOS PARA LAS PROTECCIONES.....</i>	<i>21</i>
7.8	<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</i>	<i>21</i>
7.9	<i>REFERENCIAS</i>	<i>21</i>
7.10	<i>ANEXOS REQUERIDOS</i>	<i>22</i>
7.10.1	Unifilares	22
7.10.2	Criterios de ajuste de protecciones.....	22
7.10.3	Memorias cálculo y ajuste de protecciones	22
7.10.4	Verificación de saturación de los transformadores de corriente.....	23
7.10.5	Verificación del desempeño de los esquemas de protección.....	23
7.10.6	Anexos adicionales según necesidad.....	23
ANEXO 1		25
TABLAS DE AJUSTES DE PROTECCIONES		25
ANEXO 2		32
ACTA DE REUNIÓN DE INICIO		32

1 Objetivo

Establecer lineamientos y consideraciones a tener en cuenta en la elaboración y presentación de informes de estudios de ajuste y coordinación de protecciones (EACP) del sistema interconectado nacional (SIN) colombiano para nuevos proyectos y redes existentes.

2 Antecedentes

Con base en el análisis realizado al proceso de revisión y comentarios por parte del Centro Nacional de Despacho (CND) a los EACP desarrollados por los agentes del SIN entre el año 2013 y 2017, se identificó que aproximadamente el 50% de los estudios requirieron más de tres versiones para lograr obtener una versión definitiva; entre las causas más comunes que han incrementado el número de revisiones de EACP por parte del CND y los agentes se encuentran: desconocimiento regulatorio, deficiencias en selección del área de influencia y esquemas de protecciones, falta de unificación de criterios para realizar la coordinación de protecciones y omisión de información relevante para elaborar el estudio.

Con el fin de unificar criterios y definir lineamientos para elaborar EACP, incrementar la calidad de los estudios y disminuir los tiempos en la elaboración y revisión en los EACP en el SIN colombiano, el Consejo Nacional de Operación – CNO, a través del Comité de Operación – CO aprobó incluir en el plan operativo del Subcomité de Protecciones, del año 2018, trabajar en la revisión de los plazos para presentar los EACP para nuevos proyectos descritos en el acuerdo CNO 646 de 2013 y desarrollar los lineamientos para la elaboración y presentación de los EACP de proyectos nuevos.

3 Alcance

Los lineamientos definidos en este documento aplican a cualquier EACP para la entrada en operación de nuevos proyectos conectados al nivel de tensión 4 o superior y para proyectos de generación mayores a 5 MW que se conecten a cualquier nivel de tensión. Este documento también considera los EACP para redes existentes.

Este documento presenta lineamientos, consideraciones y unificación de criterios para tener en cuenta antes, durante y después de la elaboración un EACP. Además, presenta una estructura modelo para presentar el informe y los resultados del estudio, la cual permitirá abarcar todos los requerimientos necesarios para mejorar la calidad del informe, estandarizar requisitos de solicitud de información, entender mejor los resultados y disminuir tiempos de elaboración y revisión de los EACP.

Finalmente, la aplicación de este documento en la elaboración y presentación de EACP permitirá determinar los ajustes de los sistemas de protección del área de impacto del proyecto dando cumplimiento de los requerimientos generales para las protecciones eléctricas indicados en el Anexo CC4 de la resolución CREG 025 de 1995 y los requerimientos de coordinación de protecciones con los elementos adyacentes indicados en la CREG 070 de 1998 o aquellas que la modifiquen o la sustituyan.

4 Marco regulatorio de referencia

Las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1998, Código de Conexión y Reglamento de Distribución, respectivamente, establecen requisitos técnicos de protecciones y la responsabilidad de los agentes del SIN en la elaboración y/o aprobación, según el caso, de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones.

La resolución CREG 070 de 1998 establece las disposiciones de los esquemas de protección para los equipos de conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) y para la conexión de generación, además de los requerimientos de coordinación de protecciones con los elementos adyacentes.

La resolución CREG 080 de 1999 establece las responsabilidades del CND y de los agentes del SIN en la elaboración de estudios de ajuste y coordinación de protecciones.

5 Definiciones

Sistema de Protecciones (SP): Conjunto de elementos dispuestos en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) cuyo propósito es proteger las personas, los equipos de potencia y el sistema eléctrico, minimizando el impacto causado por la aparición de disturbios¹ o fallas, preservando la integridad, confiabilidad y estabilidad del SIN colombiano.

El SP está compuesto por relés de protección, sistemas de comunicación, circuitos de control, sistemas de alimentación de corriente directa, transductores; asimismo, cualquier otro dispositivo implementado para cumplir el propósito mencionado.

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

Coordinación de protecciones: Proceso de selección de ajustes, retardos de tiempo y curvas características de dispositivos de protección, con el fin de propender por una operación selectiva de los mismos, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, minimizando la interrupción del servicio eléctrico al cliente; con esto se busca además aislar la menor porción posible de un SEP como consecuencia de la falla².

Esquema Suplementario de Protecciones (ESP): *"Sistema diseñado para detectar una condición particular de un sistema eléctrico, que se sabe puede causarle una condición inusual e indeseada, y tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de alguna manera controlada. En algunos casos un esquema es diseñado para detectar una condición del sistema que se sabe será causante de inestabilidades, sobrecarga, colapso de voltaje, etc. La acción de control puede ser la apertura de una o más líneas, desconexión o reducción de generación, deslastre de carga o cualquier medida que alivie el problema."*³

6 Consideraciones

A continuación, se describen las consideraciones y recomendaciones a tener en cuenta antes y durante la elaboración de un EACP. Es de anotar que, bajo sustento o soporte

¹ Evento no planeado que produce una condición anormal en el SEP; cualquier perturbación en el SEP; un cambio inesperado en el Error de Control de Área (ACE) causado por una pérdida repentina de generación o de la carga del SEP. Los disturbios pueden ser balanceados o desbalanceados.

² Según documento "Guías para el ajuste y la coordinación de protecciones del SIN".

³ Tomada del Acuerdo CNO 1018 de 2017.

técnico, en la elaboración del EACP, podrán ser acordadas modificaciones a algún(os) de los lineamientos indicados en este documento.

6.1 Antes de la elaboración del EACP

6.1.1 Reunión de inicio de EACP

Previo a la elaboración de cualquier EACP es necesario que el promotor del proyecto coordine una reunión virtual de inicio y convoque al CND y a todos los agentes involucrados o impactados con el proyecto y es indispensable que a esta reunión asista personal técnico de protecciones. Por cada reunión de inicio de EACP se debe elaborar un acta por parte del promotor del proyecto con las principales consideraciones, recomendaciones y compromisos, en el Anexo 2 se presenta formato del acta.

En la reunión de inicio de EACP se deberán tratar o desarrollar los siguientes ítems:

- Revisar y definir área de influencia o impacto del EACP definida para el proyecto. En el ítem 6.1.1.1 se describen las consideraciones para la definición del área de influencia.
- Presentar por parte del promotor del proyecto los parámetros técnicos que empleará en el estudio.
- Describir los proyectos que entrarán en operación antes o simultáneamente con el objeto del estudio, además mencionar proyectos futuros de impacto. En caso, de que el proyecto se vaya a desarrollar por etapas, indicar detalladamente las etapas de puesta en servicio inicialmente establecidas.
- Analizar las topologías operativas y condiciones especiales que deben ser tenidas en cuenta en la elaboración del estudio de protecciones.
- Definir escenarios de generación/demanda con importantes aportes de corto circuito que deben ser evaluados en el estudio de protecciones (efecto infeed).
- Revisar esquemas de protección propuestos y existentes.
- Definir las rutas de coordinación de protecciones que se deben validar tanto para red completa como para la condición de N-1 de líneas, transformadores y generadores.
- Definir la necesidad de presentar conclusiones del estudio de energización de equipos y validar la necesidad de incluir estudios de desbalances de secuencia cero por energización de transformadores nuevos sobre la red existente.
- Recomendar criterios técnicos particulares para el proyecto.
- Definir requisitos de solicitud de información adicional.
- Validar esquemas suplementarios de protecciones (ESP) existentes en el área de influencia del proyecto y presentar detalle de operación de cada uno de ellos (Ruta: http://www.xm.com.co/agentes/Documents/XLS/ESP_STN_STR.XLSX).
- Si se cuentan con análisis de estabilidad del sistema de potencia que muestren la necesidad de reevaluar los tiempos máximos de aclaración de fallas en líneas para ajustar la temporización de la zona 2 de la función distancia y la etapa 2 de función falla interruptor, se definirá en la reunión de inicio la pertinencia de incluir este análisis en el EACP.

- Todas las recomendaciones emitidas por el CND en la reunión de inicio deben estar enmarcadas dentro de los análisis del IPOEM.

6.1.1.1 Área de impacto del EACP

Como punto de partida para la elaboración de EACP es preciso definir un conjunto de elementos del sistema de potencia a proteger y a partir de ello identificar la zona o área de impacto del sistema bajo estudio.

Para los EACP definidos en el alcance de este documento se requiere definir y acordar con el operador del SIN, para cada etapa del proyecto, la(s) topología(s) bajo la(s) cual(es) será analizado el sistema eléctrico y el área y/o los equipos eléctricos a considerar para elaborar el EACP.

Una vez establecidos los elementos del sistema de potencia a proteger se requiere definir el área de influencia del EACP, la cual busca establecer hasta dónde la red eléctrica bajo análisis debe ser modelada, con el fin de establecer un grado de precisión adecuado frente a los fenómenos eléctricos que puedan presentarse en el SIN y que deban ser considerados dentro de estos estudios.

Para la definición del área de influencia se recomienda tener en cuenta los siguientes elementos:

- Todo generador ubicado al interior y en las cercanías de la red bajo estudio o del proyecto, que puedan impactar el ajuste de los SP del EACP. Tener en cuenta que las fuentes de generación basadas en inversores no aportan niveles de corrientes de corto circuito significativos al SIN.
- Las redes a nivel de sistema de transmisión nacional (STN) y sistema de transmisión regional (STR) objeto del EACP. Para proyectos conectados en el STR, el EACP se deberá considerar los transformadores conectados al sistema de distribución local (SDL) con grupo de conexión en "Y" por el lado de alta, además se deberá considerar los terciarios de los transformadores tridevanados.
- Para proyectos que se conecten a barras compartidas con generadores conectados a través de transformadores elevadores con conexión "Delta-Y", con "Y" en el lado de alta, según el punto de sincronización del generador se debe validar si el generador fuera de servicio mantiene o no su transformador conectado al sistema; en caso de considerar el transformador conectado al sistema, en la coordinación de protecciones se debe tener en cuenta el aporte de corriente de secuencia cero de este equipo durante fallas asimétricas.
- Elementos de compensación fijos y variables.
- Esquemas suplementarios de protecciones implementados.
- El criterio inicialmente propuesto para definir el área de influencia del EACP es incluir mínimo dos bahías más allá de aquellas que delimiten la red principal bajo estudio; sin embargo, cada caso debe ser analizado en detalle teniendo en cuenta que puede requerirse expandir (o contraer) el área de influencia.

Una vez se defina el área de influencia del EACP entre el promotor del proyecto, agentes impactados y el CND, se deben listar los parámetros técnicos de los equipos existentes en el área de influencia, los cuales deben ser consistentes con los reportados al CND y almacenados en el aplicativo Parámetros Técnicos del SIN (PARATEC). En caso que se identifiquen inconsistencias entre la información utilizada

en el estudio y la información reportada al CND, el agente operador del activo que presente inconsistencias deberá ser informador de las diferencias encontradas para proceder con la validación de la información y, en caso de ser necesario, gestionar la actualización de parámetros, con la correspondiente justificación y actualización de parámetros de los elementos que opera. Con lo anterior se logra mantener la misma información como dato de entrada en los diferentes estudios, tanto eléctricos como de protecciones, realizados por el operador del SIN y otros agentes.

6.2 Durante la elaboración del EACP

A partir de los resultados del informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo (IPOEM), flujos de carga y análisis de cortocircuito se deben definir los escenarios de simulación y establecer las trayectorias para la verificación de la coordinación de protecciones. Los escenarios base o de generación deben respetar los límites operativos establecidos en regulación.

6.2.1 Estudios de flujos, cortocircuito y definición de escenarios

Los análisis de los flujos de carga y cortocircuito permiten determinar los escenarios bajo los cuales se desarrollará el estudio de protecciones, así como los niveles mínimos y máximos de cortocircuito trifásico, monofásico y bifásico, con los cuales se ajustan las funciones de protección.

Los análisis de flujos de carga y cortocircuito para los estudios de protecciones buscan identificar los escenarios bajo los cuales se debe evaluar el desempeño de las protecciones del sistema eléctrico considerado. En este punto es deseable adoptar las recomendaciones, restricciones eléctricas y escenarios de generación requeridos del área de influencia del estudio. Esta información se encuentra disponible en el IPOEM. Los resultados de análisis de flujo de carga son tomados como referencia de los resultados del IPOEM.

Para elaborar estudios de protecciones es esencial contar con un adecuado modelamiento de la red eléctrica o base de datos sintonizada, la cual deberá estar acorde con los valores reales de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito del SIN. El CND cuenta con la red eléctrica modelada en una base de datos (DB por sus siglas en inglés) la cual está sintonizada con los valores reales de operación del SIN, a partir de 57.5 kV o superior; para niveles inferiores se debe coordinar con el OR el suministro de información.

La DB del SIN y el IPOEM son actualizados trimestralmente por el CND y pueden ser descargados del Portal WEB de XM, a través de fpt, utilizando la clave asignada a cada agente en el dominio ISAMDNT (<http://www.xm.com.co/agentes/Paginas/planeacion/informe-de-planeamiento-operativo-electrico-del-mediano-plazo-ipoemp.aspx>). Es responsabilidad del promotor acondicionar la BD según la topología de la red al momento de la entrada del proyecto, incluyendo los proyectos que entrarán en operación antes o simultáneamente; la topología se acuerda en la reunión de inicio entre promotor, agentes involucrados y CND. Por otro lado, cuando los EACP sean elaborados por empresas externas que no son operadores del SIN, es responsabilidad del agente velar por la confidencialidad en el suministro de información sobre el modelo eléctrico a terceros.

Se recomienda que los análisis de flujos de carga y cortocircuito sean realizados mediante un modelo de simulación que permita obtener resultados en los niveles de

cortocircuito similares a los valores obtenidos con los modelos del CND. En caso de ser requeridos valores de cortocircuito de referencia para sintonización del modelo eléctrico, pueden ser consultados al CND o en los informes de la UPME.

Los análisis para los estudios de flujo de carga y cortocircuito que se deben considerar en los EACP normalmente se encuentran en condiciones de demanda mínima y máxima, excepcionalmente podrán requerirse otros escenarios de simulaciones que serán acordados en la reunión de inicio. A continuación, se describe la metodología recomendada para obtener los escenarios de análisis de protecciones.

6.2.1.1 Determinación de los escenarios de demanda

Demanda mínima: se analiza para el año en curso o de entrada del proyecto. Normalmente se encuentra en días festivos o domingos, en los periodos 3 o 4; los días de menor demanda del año suelen encontrarse en semana santa o el primer día del año en estos mismos periodos.

Demanda máxima: se analiza para el año en curso o de la entrada del proyecto. Normalmente se encuentra en días ordinarios en los periodos 19 ó 20; los días de mayor demanda del año suelen encontrarse durante los primeros 15 días del mes de diciembre en estos mismos periodos.

Los periodos mencionados son indicativos y pueden variar por subárea (por ejemplo, para el área Caribe la mínima demanda se presenta en el periodo 7, mientras que la máxima demanda en el periodo 21), por tanto, se recomienda siempre validar esta información en el IPOEM, la cual es validada y actualizada cada trimestre.

6.2.2 Asignación de la generación en el sistema

Se despachan las unidades de generación de tal forma que se cumpla con los criterios de operación establecidos en la resolución CREG 025 de 1995.

Se ubica el nodo Slack de forma que sea una unidad grande (Preferiblemente mayor o igual a 100 MVA) y que eléctricamente se encuentre por fuera del área de análisis (lo más lejana posible).

6.2.3 Determinación de los escenarios de cortocircuito

Los estudios de cortocircuito regularmente se elaboran de acuerdo con los resultados de los estudios de flujo de carga previamente realizados. En estos, generalmente se consideran:

- El escenario de mínima demanda, en el cual se busca disminuir los flujos por los circuitos a los mínimos probables y se calculan los valores de los cortocircuitos en las barras.
- El escenario de máxima demanda, en el cual se busca incrementar los flujos por los circuitos a los máximos probables y se calculan los valores de los cortocircuitos en las barras.
- En ambos escenarios mencionados, se analiza cómo la generación cercana al área en estudio (incluyendo las PCH) modifica el comportamiento de los flujos y los cortocircuitos, de tal manera que puedan afectar el desempeño de las protecciones.

- Para los cortocircuitos monofásicos, se deben modelar los transformadores de distribución en el área de influencia del EACP que no se encuentren previamente modelados en la base de datos.

6.3 Simulaciones para validar desempeño de las protecciones

Como resultado de los análisis de flujo de carga y cortocircuito, para cada etapa del proyecto se debe realizar la evaluación del desempeño de las protecciones para todos los escenarios de simulación definidos en la reunión de inicio, tanto para red completa como para las condiciones N-1 acordadas, y validar mediante rutas de coordinación definidas que para diferentes tipos de fallas las protecciones del nuevo proyecto coordinen adecuadamente con las protecciones de la red existente.

6.3.1 Definición de rutas de coordinación de protecciones

Para realizar la coordinación de protecciones se definen los caminos o rutas de coordinación que validen el desempeño de las protecciones de todas las bahías existentes alrededor del proyecto, es decir, en el área de influencia. En la Figura 1 se presenta un ejemplo de rutas para validar la coordinación de protecciones ante falla en la línea S/E_A-S/E_B. Para el ejemplo presentado se considera que todos los elementos de protección son direccionales.

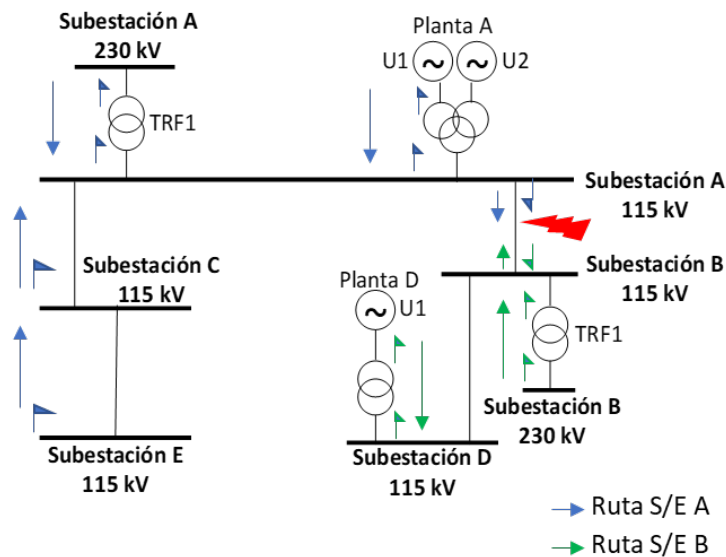


Figura 1. Diagrama unifilar con rutas de coordinación de protecciones.

6.3.2 Consideraciones en validaciones

En este punto se presentan las consideraciones a tener en cuenta para verificar la selectividad del conjunto del EP del elemento protegido y de los demás elementos en el área de influencia del proyecto (líneas, transformadores, bancos de condensadores, entre otros) frente a fallas de diferentes características. El detalle de las validaciones y verificaciones de las funciones de protección se indica en el ítem 6.3.3.

Si el área de influencia bajo análisis opera con diferentes topologías⁴, evaluar ajustes que presenten un buen desempeño en las diferentes topologías; en caso de no ser posible, analizar la necesidad de implementar varios grupos de ajuste.

Escenarios: Realizar simulaciones para demanda mínima - generación mínima y demanda máxima - generación máxima y aquellas variaciones definidas o acordadas en la reunión de inicio para evaluar el efecto infeed.

Topología: Realizar simulaciones para red completa y ante la condición N-1 (líneas y/o transformadores).

Resistencia de falla: Realizar simulaciones para identificar hasta que valor de resistencia de falla están en capacidad de detectar y operar los relés de protección. A continuación, se presentan las necesidades de simulación para los relés de protección de distancia y sobrecorriente de diferentes equipos:

- **Líneas de transmisión:**

Para relés sobrecorriente en líneas de transmisión se simulan fallas al 1%, 50% y 99% de la línea de interés. Para relés distancias en líneas de transmisión se simulan fallas al 50% y 99% de la línea de interés. Las fallas en mención se deben realizar en combinación con el valor de resistencia y tipo de falla:

- Fallas monofásicas: Realizar un barrido de resistencia de falla entre 0 Ω y 30 Ω .
- Fallas bifásicas y trifásicas a tierra: Realizar un barrido de resistencia de falla entre 0 Ω y 10 Ω .
- Como mínimo se deben detectar, por relés distancia en zona 2, fallas al 99% de la línea con resistencia de 5 Ω . En caso de identificar problemas para detectar en este tipo de fallas en zona 2, se deberán proponer alternativas de ajustes de los relés que permitan mejorar el desempeño ante este tipo de fallas, también se podrán hacer validaciones con apertura secuencial de interruptores y/o proponer esquemas asistidos de protección
- En el caso de detectarse riesgo de sobrealcance es conveniente verificar si se puede contar con ángulo de inclinación de zona 1, reducir alcance resistivo, reducir el alcance reactivo de la zona 1 o finalmente una combinación de varias de estas opciones o de todas. Esto dependerá de las simulaciones de fallas en los diferentes escenarios. Además, se debe evaluar el impacto de la reducción de la zona 1 en la detección de fallas de 5 Ω al 50% de la línea y en traslapes de zonas 2, en caso de que esta falla no se pueda detectar por las protecciones, se deberá indicar que acciones se deben acometer.
- Para tramos de líneas aéreas que comparten torre o líneas con más de un circuito se debe revisar la operación selectiva de las protecciones distancia y sobrecorriente con línea paralela desenergizada y aterrizada, ante fallas monofásicas internas y externas a la línea paralela energizada. La condición de

⁴ Existen porciones de red en el SIN cuyas restricciones en la operación requieren que algunos elementos operen normalmente abiertos y para su cierre se hace necesaria la apertura de otro(s) elemento(s) con el fin de evitar sobrecargas o por diferencias en los grupos horarios de transformadores, entre otras. En estos casos, se tienen al menos 2 topologías de operación. Las topologías adicionales analizadas deben obedecer a condiciones operativas reales del sistema.

línea aterrizada, en ambos extremos, solo aplica para condiciones de mantenimiento, por tanto, con los resultados obtenidos en las simulaciones se deberá evaluar si se maneja un segundo grupo con la zona 1 recortada, o según el esquema de protección de la línea se opta por mantener la zona 1 recortada, coordinando siempre los tiempos de las zonas 2 de la línea propia con las líneas adyacentes.

- **Transformadores:**

Para relés sobrecorriente en transformadores se simulan fallas en sus diferentes niveles de tensión, en combinación con el tipo de falla monofásicas, bifásicas y trifásicas a tierra con resistencia de fallas de 0 Ω , 5 Ω y 10 Ω .

Para relés diferenciales de transformador se simulan fallas monofásicas y trifásicas en el elemento protegido de 0 Ω , 10 Ω y monofásicas de 50 Ω , y fallas monofásicas y trifásicas externas de 0 Ω .

- **Barras**

Para relés diferenciales de barras se simulan fallas monofásicas y trifásicas en el elemento protegido de 0 Ω , 10 Ω y monofásicas de 50 Ω , y fallas monofásicas y trifásicas externas de 0 Ω .

6.3.3 Validaciones y verificaciones

A continuación, se presentan las principales consideraciones y recomendaciones a tener en cuenta en la evaluación del desempeño de los esquemas de protección a partir de los ajustes definidos para las protecciones del área de influencia, mediante simulaciones de fallas en los casos que aplique, realizar las siguientes verificaciones de desempeño:

6.3.3.1 Protecciones distancia para líneas:

- Para la zona 1:

Validar que no se presente sobrealcance para el barrido de fallas con impedancia al 99% de la línea.

- Para la zona 2:

Verificar para el barrido de fallas que no se presenten traslapes de las zonas 2, en caso contrario, coordinar con tiempos y también con la función de falla interruptor.

Cuando en el extremo remoto se tienen transformadores que cuentan con una sola protección diferencial larga, verificar para el barrido de fallas en el buje del transformador asociado al mismo nivel de tensión de la línea en estudio, que las zonas 2 del extremo local coordinen con las protecciones de sobrecorriente del lado de alta del transformador.

Cuando en el extremo remoto se tienen transformadores, verificar para fallas en las barras del otro nivel de tensión no se presente operación de las protecciones locales en ninguna de sus zonas.

- Para la zona 3:

Verificar coordinación con los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente de fases de los circuitos adyacentes al extremo remoto (donde aplique).

Cuando en el extremo remoto se tienen transformadores, verificar para fallas en las barras del otro nivel de tensión no se presente operación de las protecciones locales en ninguna de sus zonas.

6.3.3.2 **Protecciones de sobrecorriente:**

Para la verificación de la función de sobrecorriente de líneas, transformadores, generadores, condensadores y reactores, se debe tener en cuenta:

- El arranque de la función de sobrecorriente de fase debe garantizar que el elemento podrá ser cargado a su capacidad nominal y a su capacidad de emergencia o de sobrecarga, durante el tiempo especificado para este elemento. Excepcionalmente este valor podrá estar por debajo del valor de emergencia con justificación y análisis técnico.
- Para verificar la coordinación entre funciones de sobrecorriente, presentar las curvas o tablas para diferentes fallas en el sistema e indicar valor de corriente de falla y tiempo de operación de la protección, discriminando entre los relés de tierra y los de fases. Adicionalmente, se puede suministrar la información complementaria que el agente considere necesaria.
- Validar que el modelo del relé que se usa en la simulación corresponda con las especificaciones técnicas del manual del fabricante, específicamente se deben revisar los siguientes parámetros: $I_f/I_{n\max}$ (punto en el cual la curva se vuelve de tiempo definido), el paso del dial y arranque mínimo.
- Verificar la coordinación de las funciones de sobrecorriente de las líneas y de los transformadores, para un barrido de fallas en el lado de baja de los transformadores. Para el caso de generadores, el barrido se deberá realizar en el lado de alta de los transformadores elevadores.
- En el caso de transformadores con devanados secundario o terciario conectados en delta, incluir verificación de despeje fallas asimétricas ocurridas en la delta.
- Verificar que la operación de las protecciones de sobrecorriente se encuentren por debajo de la curva de daño de los transformadores. Para esta validación se podrá usar la curva genérica de simulación.
- Para líneas se debe realizar análisis del ajuste de las variables de polarización de las funciones de sobrecorriente direccional (ANSI 67/67N) y su esquema en comparación direccional, mediante la evaluación de diferentes tipos de fallas internas y externas a la línea. Se recomienda evaluar, ante la condición de una apertura monopolar de línea paralela o adyacente, el comportamiento de la polarización de las protecciones de sobrecorriente direccionales asociadas a la línea sana.

6.3.3.3 **Protecciones diferenciales:**

Para la verificación de la función diferencial de líneas, transformadores, generadores y barras, se debe tener en cuenta:

- Realizar un análisis de sensibilidad ante fallas internas y un análisis de estabilidad ante fallas externas.

- Considerar el error máximo de los equipos de medida y para el caso del transformador incluir en los análisis la posición máxima y mínima de los taps.

6.3.3.4 **Generadores:**

En el EACP de plantas de generación, incluir la matriz de disparo de los dispositivos de protección de los generadores, indicando si es disparo parcial o total de las unidades. Además, en caso de que aplique se debe incluir esquema de operación de la protección anti-isla.

Generadores síncronos:

Para la verificación de las protecciones de generadores síncronos se valida la operación de las funciones con principio de operación basado en impedancia y/o corriente:

- Sobrecorriente con restricción de tensión (ANSI 51V), distancia (ANSI 21G), pérdida de campo (ANSI 40) y pérdida de sincronismo (ANSI 78). Además, para todo generador se deberá evaluar su tiempo crítico de despeje de fallas.
- Para generadores, presentar la verificación de las funciones de sobrecorriente de las líneas de transmisión y de los transformadores de generación con la función de sobrecorriente con restricción de tensión (ANSI 51V), si esta última está habilitada de acuerdo a las consideraciones de la guía de protecciones.

Generadores basados en inversores:

Para la verificación de las protecciones de generadores basados en inversores se valida la operación de las funciones de protección en el punto de conexión, como al interior del sistema de generación y su impacto en el área de influencia.

6.3.3.5 **Energización de un nuevo equipo de transformación:**

Cuando el proyecto comprende la energización de un nuevo equipo de transformación mayor a 60 MVA en redes de nivel 4 o superior donde se encuentran otros transformadores que comparten el mismo punto de conexión (o con transformadores cercanos eléctricamente), los estudios para entrada del proyecto deben incluir la evaluación de los impactos de la energización del mismo, analizar las corrientes simpáticas y verificar si se requiere reajustar las protecciones de área de influencia por esta causa.

En el estudio de protecciones se deben considerar estos impactos con el fin de evitar inconvenientes durante la operación debido al ajuste de protecciones de estos equipos.

6.3.3.6 **Esquemas suplementarios de protección:**

Cuando en el área de influencia se encuentran implementados esquemas suplementarios, es preciso verificar que sus ajustes no se traslapen o interfieran con los ajustes calculados para las protecciones del área. En caso de identificarse descoordinación de entre las protecciones y el esquema, y que no se pueden administrar en el EACP, se deberán revisar conjuntamente las soluciones entre el CND, agente propietario del esquema y promotor del proyecto.

Integralidad de los SP (Respaldo Local):

Para aquellos casos en que los SP disponibles no permitan lograr una operación selectiva, por ejemplo, de las funciones de sobrecorriente, verificar la integralidad de las funciones de protección de forma que el elemento fallado sea aislado por cualquier función de sus propias protecciones antes que por protecciones de respaldo de otros elementos.

6.3.4 Resultados de simulaciones

Para cada escenario de simulación se deben validar todas las rutas de coordinación definidas y verificar el desempeño de las protecciones según lineamiento presentados en el ítem 6.3; es decir, la verificación de la operación de las protecciones se realiza mediante una combinación de los escenarios de simulación, rutas seleccionadas y diferentes tipos de fallas.

Los resultados de las simulaciones pueden presentarse mediante tablas o de forma gráfica en los anexos y deben incluir las protecciones del elemento fallado y las protecciones de los elementos adyacentes que deben operar con sus funciones de protección de respaldo. Los resultados en tablas solo aplican para la validación de la función de sobrecorriente, para este caso se requiere indicar el valor de corriente de falla y tiempo de operación de las protecciones.

7 Estructura del documento de estudio de ajuste y coordinación de protecciones

El EACP debe presentarse en secciones o capítulos que permitan identificar claramente el objeto, alcance, parámetros de entrada, metodología, criterios de ajuste aplicados, ajustes de protecciones, simulaciones y demás consideraciones realizadas para su elaboración. El documento debe contener los ítems descritos a continuación, en el siguiente orden.

Este documento presenta tablas y figuras modelos para presentar la información completa que se requiere para elaborar los estudios de protecciones. Es importante aclarar que estas tablas modelos son opcionales y cada agente puede presentar la información en el formato que considere pertinente para tal fin.

7.1 Objetivo

Describir el propósito del EACP indicando el nombre oficial del proyecto, equipos nuevos, reconfigurados o impactados por el EACP.

7.2 Alcance

Describir el alcance acorde con el área de influencia del EACP, especificando los equipos de protección que serán objeto de ajuste/revisión y coordinación.

7.3 Descripción del proyecto o de la red bajo estudio

Describir el proyecto o la red bajo estudio, incluyendo como mínimo la siguiente información:

7.3.1 Etapas del proyecto (Aplica para entrada de nuevos proyectos)

Describir cada una de las etapas y la fecha esperada de ejecución o entrada en operación de cada etapa.

7.3.2 Ubicación geográfica

Incluir ubicación geográfica del proyecto.

7.3.3 Área de influencia

Incluir diagrama unifilar en donde se incluya para el área de influencia del EACP todas las líneas, transformadores de potencia y distribución, generadores (especificar el tipo de generador⁵), reactores y condensadores, SVC, STATCOM, bancos de baterías de soporte de potencia, existentes y nuevos. Adicionalmente, especificar los tramos de línea de transmisión que comparten torre y los enlaces en doble circuito.

7.4 Parámetros técnicos

Cuando se utilice el modelo eléctrico del Operador del Sistema (programa Digsilent-Power Factory), se podrá indicar la fecha de la base de datos usada para las simulaciones. Para este caso no será necesario reportar en el informe los parámetros

⁵ Todo tipo de generador: hidráulico, térmico, biomasa, eólico, solares, entre otros, incluyendo los de niveles de tensión inferior a 4.

técnicos de la red existente para líneas, transformadores de potencia, generadores, reactores y capacitores, ya que esta base de datos se mantiene actualizada con las últimas modificaciones de PARATEC, a menos que el OR del área lo solicite en la reunión de inicio. Solo se deben incluir en el informe los parámetros del nuevo proyecto y los elementos eléctricos que no se encuentran modelados en la base de datos. Solo se deben incluir en el informe los parámetros del nuevo proyecto y los elementos eléctricos que no se encuentran modelados en la base de datos.

En caso de no utilizar la base de datos suministrada por el CND se deben presentar los parámetros técnicos según información que se presenta a continuación:

7.4.1 Parámetros de equipos

Presentar los parámetros técnicos de los equipos relacionados en el área de influencia del EACP, como son los parámetros de las líneas, transformadores, generadores, reactores, condensadores, SVC, STATCOM, bancos de baterías de soporte de potencia, existentes (conforme los valores registrados en el sistema PARATEC, <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>) y nuevos. En caso de disponer de un tramo de línea subterráneo, incluir los parámetros técnicos por tramos (aéreos y/o subterráneos).

Presentar una tabla por cada tipo de equipo según alcance y características del EACP se deberán acordar cuales tablas aplican. A continuación, se describe las tablas propuestas para los principales equipos relacionados:

Tabla 1. Parámetros técnicos de líneas

Línea	Long	R ₁	X ₁	R ₀	X ₀	B ₀	B ₁	Capacidad transporte	
	[km]	[Ω/km]				[uS/km]		Nominal [A]	Emergencia [A] (*)
S/E_A - S/E_B 1 kV									
S/E_A - S/E_B n kV									

(*) "Valor máximo de corriente que la línea y sus elementos asociados (bajantes de conexión con los pararrayos y los transformadores de potencial, trampas de onda, transformadores de corriente, interruptores y seccionadores) puede soportar por un periodo de tiempo de 30 minutos." Tomada del Acuerdo CNO 601 de 2012.

Para los tramos de línea para el nuevo proyecto que comparten torre o las líneas en doble circuito, incluir una tabla adicional con la información de impedancias mutuas de secuencia cero y, en casos de configuraciones asimétricas de las fases, las impedancias mutuas de secuencia positiva, halladas mediante programas de cálculo de parámetros.

Tabla 2. Impedancias mutuas de líneas

Línea	Tensión	Longitud	Tramo (*)	R _{0M}	X _{0M}
	[kV]	[km]	[km]	[Ω]	
S/E_A - S/E_B 1 kV					
S/E_A - S/E_B n kV					

(*) Especificar el trayecto que las líneas comparten torre, acorde con lo indicado en el diagrama unifilar del área de influencia.

Tabla 3. Parámetros técnicos de transformadores y autotransformadores de potencia (1)

Transformador (2)	$S_{H/M/L}$ (3)	$V_{H/M/L}$	Z_{HL}	Base Z_{HL} (4)	Z_{HM}	Base Z_{HM} (4)	Z_{ML}	Base Z_{ML} (4)	Sobre- carga 30 min [%]	CX (5)
	[MVA]	[kV]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]		
TRF1 S/E A										
TRFn S/E B										

(1) Aplica para transformadores de servicios auxiliares.

(2) Para los transformadores trifásicos incluir los valores de las impedancias de secuencia cero e indicar si el valor es estimado o medido.

(3) Especificar la máxima potencia ONAF

(4) Especificar la potencia a la cual se obtuvo la impedancia de cortocircuito.

(5) Indicar tipo de conexión y tipo de grupo horario.

Tabla 4. Parámetros técnicos de transformadores zig-zag o de puesta a tierra

Transformador	$S_{Continua}$	S_{Falla}	V_{Alta}	V_{Baja} (1)	Z Cto. Cto.	Impedancia Homopolar por fase	I cto por el neutro	Duración del cto
	[MVA]	[MVA]	[kV]	[kV]	[s]	[Ω]	[A]	[s]
TRF1 S/E_A kV								
TRFn S/E_B kV								

(1) Aplica si tiene devanado de servicios auxiliares.

Tabla 5. Parámetros técnicos de generadores⁶ (1)

Planta	Unidad de generación	Parámetro	Valor
Planta A	U1	Potencia nominal, [MVA]	
		Tensión nominal, [kV]	
		Corriente nominal, [A]	
		Factor de potencia, [pu]	
		Reactancia X_d saturada, [pu]	
		Reactancia X_q saturada, [pu]	
		Reactancia X_d' saturada, [pu]	
		Reactancia X_q' saturada, [pu]	
		Reactancia X_d'' saturada, [pu]	
		Reactancia X_q'' saturada, [pu]	
		Inercia, [s]	
		Tipo de puesta a tierra (2)	
		Impedancia de la puesta a tierra [Ω]	
	U2	Potencia nominal, [MVA]	
		Tensión nominal, [kV]	
		Corriente nominal, [A]	
		Factor de potencia, [pu]	
		Reactancia X_d saturada, [pu]	
		Reactancia X_q saturada, [pu]	
		Reactancia X_d' saturada, [pu]	
		Reactancia X_q' saturada, [pu]	

⁶ La información indicada en la tabla 5 aplica para EACP de centrales de generación síncronas. Para cada EACP se deberá analizar la necesidad de considerar todos los parámetros propuestos. Por ejemplo, para EACP de líneas solo se requieren los datos de potencia, tensión y corriente nominal de los sistemas de generación en el área de influencia.

Planta	Unidad de generación	Parámetro	Valor
		Reactancia X_d'' saturada, [pu]	
		Reactancia X_q'' saturada, [pu]	
		Inercia, [s]	
		Tipo de puesta a tierra (2)	
		Impedancia de la puesta a tierra [Ω]	
	Un		
Planta B			
Planta n			

(1) Incluir una tabla similar a la tabla 3 para especificar los parámetros técnicos de los transformadores de servicios auxiliares de generación.

(2) Aplica para transformador zig-zag, transformador de puesta a tierra, entre otros.

Tabla 6. Parámetros técnicos de inversor eólico

Inversores (1)	Modelo y fabricante	Tipo de máquina	$S_{nominal}$	$P_{activa nominal}$	V_{AC}	V_{DC}	$I_{m\acute{a}x}$
			[MVA]	[MW]	[kV]	[kV]	Cto. Cto. [KA]
Inversor 1							
Inversor n							

(1) Si los inversores son de iguales características solo presentar la información técnica de un inversor e indicar número de inversores.

Tabla 7. Parámetros técnicos de inversor PV

Inversores (1)	Modelo y fabricante	$S_{nominal}$	$P_{activa nominal}$	V_{AC}	V_{DC}	$I_{m\acute{a}x}$
		[MVA]	[MW]	[kV]	[kV]	Cto. Cto. [KA]
Inversor 1						
Inversor n						

(1) Si los inversores son de iguales características solo presentar la información técnica de un inversor e indicar número de inversores.

Tabla 8. Parámetros técnicos de reactores

Reactor (1)	Capacidad por paso	Tipo de conexión	Tipo de puesta a tierra
	[Mvar]		
Reactor 1 S/E_A kV			
Reactor 2 S/E_B kV			

(1) Especificar tipo de reactor: Neutro, Línea, Barra, Terciario, entre otros.

Tabla 9. Parámetros técnicos de capacitores

Condensador	Capacidad por paso	Tipo de conexión	Capacitor	Reactor	Tipo de puesta a tierra
	[Mvar]		[μF]	[mH]	
Capacitor 1 S/E_A kV					
Capacitor n S/E_B kV					

7.5 Estudio de flujo y cortocircuito

7.5.1 Análisis de flujo

Describir las unidades despachadas con sus MW y límites de importación (caso costa). Además, para red completa validar que las tensiones y flujos de potencia deben estar dentro de los límites operativos esperados, esta información puede ser presentada mediante tablas.

7.5.2 Resultados de cortocircuito

Mediante tablas para cada etapa del proyecto presentar los resultados de cortocircuito franco (0Ω) para fallas monofásicas, bifásicas a tierra, bifásicas y trifásicas sólidas en las barras de la red bajo estudio, para demanda mínima y demanda máxima. Para DIGSILENT se considera el método completo, para otros programas el corto circuito debe considerar el flujo de carga.

Tabla 10. Resultados de cortocircuito

Barra	Cortocircuito demanda máxima				Cortocircuito demanda mínima			
	1 ϕ	2 ϕ -t	2 ϕ	3 ϕ	1 ϕ	2 ϕ -t	2 ϕ	3 ϕ
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Barra 1 S/E_A kV								
Barra n S/E_B kV								

7.6 Características de los sistemas de protección

7.6.1 Características de los sistemas de protección existentes

Incluir una tabla con la referencia de las protecciones existentes, las funciones habilitadas en cada relé y las relaciones de los transformadores de instrumentación.

7.6.1.1 Ajuste de protecciones de elementos existentes

Para facilitar la visualización de los ajustes de protecciones existentes en el área de influencia del EACP, en la sección 0 se suministran las tablas modelos para presentar dicha información. Es importante aclarar que los parámetros sugeridos para cada una de las funciones de protección no necesariamente apliquen en todos los casos, estos se deberán adaptar según referencia del relé.

7.6.2 Características de los sistemas de protección a instalar

Describir de forma general los elementos a los que les serán ajustadas las protecciones e incluir una tabla con la referencia de las protecciones, las funciones que serán habilitadas/modificadas en cada relé y las características de los transformadores de instrumentación. Esta información también puede ser incluida en un diagrama unifilar.

Tabla 11. Sistemas de protección a instalar

Bahía/ Elemento (1)	Ref. Relé	Protección (2)	Funciones habilitadas (3)	CT ⁽⁵⁾		PT ⁽⁵⁾		VA Nomi- nales
				Relación/ Núcleos [A/A]	Clase (4)	Relación/ Núcleos [kV/V]		
BL S/E_A - S/E_B kV								
BT TRFn S/E_A kV								

Bahía/ Elemento (1)	Ref. Relé	Protección (2)	Funciones habilitadas (3)	CT (5)		PT (5)	VA Nomi- nales
				Relación/ Núcleos [A/A]	Clase (4)	Relación/ Núcleos [kV/V]	
BG Un Planta kV							
Unidad n Planta A							
Barra n S/E_A kV							
Reactor n S/E_A kV							
Capacitor n S/E_A kV							

(1) Transformadores con devanados secundario o terciario conectados en delta deben contar con esquema de protección para despejar fallas asimétricas.

(2) Indicar si es protección de líneas, barras, PMU, entre otras.

(3) Referenciar un anexo que contenga el unifilar detallado de funciones de protección del proyecto y transformadores de instrumentación.

(4) Clase: Indicar la precisión, tipo de núcleo y factor límite de precisión

(5) Indicar si después de la verificación de transformadores de instrumentación existen restricciones con alguno de estos equipos.

Adicionalmente, especificar los esquemas de teleprotección utilizados en cada elemento y las líneas que cuentan con recierre automático y el tipo de recierre utilizado (monopolar o tripolar).

7.7 Ajustes propuestos para las protecciones

Para cada etapa del proyecto, presentar en tablas los ajustes finales en valores primarios de cada uno de los relés de protección involucrados en el proyecto y, para los casos que aplique, resaltar en letra roja los ajustes modificados o propuestos respecto a los ajustes existentes.

En el Anexo 1 se presentan las tablas modelos para presentar los ajustes de protecciones propuestos tanto para los equipos existentes como para los equipos nuevos que van a ser instalados en el nuevo proyecto.

7.8 Conclusiones y recomendaciones

Presentar las conclusiones del estudio y las recomendaciones respectivas, dejando claras los hallazgos y/o riesgos en la coordinación de protecciones para el nuevo proyecto como para la red existente impactada. En este punto, indicar las acciones acometidas para dar solución a las limitaciones identificadas, tales como: reajustes, implementación de lógicas, entre otros.

- Para el caso que no sea posible solucionar con el estudio la limitación en la coordinación de protecciones, el CND definirá con los agentes involucrados el plan de acción y seguimiento requeridos previo a la entrada del proyecto.

Incluir las condiciones operativas especiales en el área de influencia para obtener una adecuada coordinación de protecciones.

Incluir toda información que se considere relevante durante la elaboración del estudio de protecciones.

7.9 Referencias

Referenciar todos los documentos, normas, etc que fueron utilizadas para la elaboración del Estudio.

7.10 Anexos requeridos

7.10.1 Unifilares

Presentar los unifilares detallados de funciones de protección del EACP y transformadores de instrumentación. También adjuntar otros unifilares que el agente considere necesario para dar claridad al estudio.

7.10.2 Criterios de ajuste de protecciones

Presentar los criterios usados para el ajuste de las protecciones y citar los documentos o referencias bibliográficas en los que basan los mismos. En este ítem se recomienda siempre, en lo posible, utilizar los criterios definidos en las *"guías para el ajuste y coordinación de protecciones del SIN"* para elaborar los EACP.

Para protección de líneas, considerar si se cuenta con esquemas de teleprotección, tales como: esquemas de comunicación en protecciones diferenciales, esquemas POTT, esquema de comparación direccional (CD), esquemas de disparo directo transferido (DDT), esquemas de fuente débil, entre otros.

Para protección de transformadores, considerar el efecto de la corriente inrush cuando se energizan.

En caso de requerir algún criterio diferente o adicional, describirlo en este punto e indicar la causa que origina que se tengan consideraciones especiales para el ajuste del relé de protección.

7.10.3 Memorias cálculo y ajuste de protecciones

Para cada etapa del proyecto, presentar los ajustes de protecciones y los cálculos de cada una de las funciones de protección incluidas en la tabla del Alcance. Por ejemplo:

- Línea de transmisión: Distancia (ANSI 21), Verificación de sincronismo (ANSI 25), Tensión (ANSI 27/59), Sobrecorriente (ANSI 51/50, ANSI 51N/50N, ANSI 67/67N), Protección falla interruptor (ANSI 50BF), Oscilación de potencia (ANSI 68), Recierre (ANSI 79), Diferencial (ANSI 87L), Detección de carga (Load Encroachment), Cierre en falla -SOFT-, Discrepancia de polos cuando se tiene mando monopolar del interruptor, Pérdida de potencial (LOP), Eco y fuente débil. Para esquemas en comparación direccional, incluir el análisis de polarización de los relés.
- Transformadores: Verificación de sincronismo (ANSI 25) o energicheck, Sobrecorriente (ANSI 51/50, ANSI 51N/50N), Protección falla interruptor (ANSI 50BF) y Sobrevoltaje de neutro (ANSI 59N) y Diferencial (ANSI 87T).
- Generadores síncronos: Distancia (ANSI 21) o Sobrecorriente restringida por tensión (ANSI 51V), Sobreexcitación o relación V/Hz (ANSI 24), Energización inadvertida (ANSI 50/27), Tensión (ANSI 27/59), Potencia inversa (ANSI 32), Pérdida de campo (ANSI 40), Secuencia negativa de fases (ANSI 46), Protección falla interruptor (ANSI 50BF) y Falla a tierra del estator (ANSI 64G), Falla a tierra del rotor (ANSI 64F), Pérdida de sincronismo (ANSI 78), Frecuencia (ANSI 81U/O), Diferencial (ANSI 87G).
- Generadores basados en inversores: Tensión (ANSI 27/59) y Frecuencia (ANSI 81U/O) y sobrecorriente (ANSI 51/50, ANSI 51N/50N).

- Capacitor: Tensión (ANSI 27/59), Protección falla interruptor (ANSI 50BF) y Sobrecorriente (ANSI 51/50, ANSI 51N/50N) y Desbalance de capacitancia (ANSI 60C).
- Barra: Diferencial (ANSI 87B).

7.10.4 Verificación de saturación de los transformadores de corriente

Verificar si los transformadores de corriente soportan el máximo nivel de cortocircuito obtenido en el ítem 7.5. Para las protecciones diferenciales de barra y de línea verificar que no exista saturación en los transformadores de corriente del nuevo proyecto; en caso de presentarse saturación se deben proponer acciones correctivas. En este ítem aplicar la metodología descrita en las "Guías para el ajuste y la coordinación de protecciones del SIN" y verificar que no se presente saturación de transformadores de corriente en el escenario de máximo cortocircuito.

Para la validación de la protección de diferencial de barra se deben incluir las curvas de magnetización de los CT proporcionadas por fabricante (V , I_{exc}), resistencia interna del CT y la impedancia secundaria del relé. En caso de no disponer de las curvas, el valor de tensión de codo se podrá obtener a partir de las características del CT.

7.10.5 Verificación del desempeño de los esquemas de protección

Indicar los requerimientos y consideraciones a tener en cuenta en la verificación del desempeño de los sistemas de protección. En el ítem 6.3 se indican los lineamientos y consideraciones requeridas para validar los ajustes y coordinación de protecciones de los relés impactados por el proyecto.

7.10.6 Anexos adicionales según necesidad

En los casos en que el agente y el CND lo consideren necesario, incluir otros anexos, tales como:

- Verificación del tiempo crítico de despeje de fallas: Aplica para proyectos de generación o para proyectos que impacten directamente plantas de generación despachadas centralmente.
- Placas características de equipos: Adjuntar la placa de transformadores de potencia, zig-zag, generadores, reactores y equipos de medida (Ct y PT).
- Curvas de capacidad de equipos.
- Resultados de flujo de cargas.
- Resultados de cortocircuito.
- Otros estudios especiales requeridos.

Nota:

No se requiere anexar en el estudio de protecciones las plantillas de los relés diligenciadas. Los ajustes disponibles en las plantillas deben estar diligenciados acorde a la última versión de estudio de protecciones. Es responsabilidad del propietario del equipo garantizar que las plantillas de los relés se encuentren bien diligenciadas e



implementadas en sitio, así como coordinar la actualización de información en la base de datos de protecciones según plazos regulados establecidos.

Anexo 1

Tablas de ajustes de protecciones

A continuación, se muestran tablas modelos para presentar los ajustes de las funciones de protecciones (presentados en ohmios primarios) que requieren ser coordinadas en el sistema para líneas, transformadores, generadores, condensadores y reactores; es decir aquellas que su ajuste se encuentre basado en el cálculo de voltaje, corriente y/o relación voltaje-corriente. También se presentan tablas modelos que, si bien no requieren ser coordinadas, su ajuste debe acogerse a valores regulados o que son importantes para la operación.

Las tablas presentadas son un modelo de referencia de los parámetros típicos que se requieren para ajustar dichas funciones de protección. Cada agente podrá presentar la información en el formato que considere más conveniente y que sea claramente comprensible; en caso de requerirse información adicional según tipo de relé, esta información se incluirá en la tabla.

Para el caso específico de las funciones ANSI 40, ANSI64F, ANSI 68 y ANSI 78 los parámetros de ajuste dependen del fabricante de relé; por tanto, estas tablas deben adecuarse específicamente al relé y/o función que será parametrizada.

Líneas

En las Tabla 12 - Tabla 21 se presentan las funciones de protección para líneas, siendo muchas de ellas comunes para otros equipos como generadores, transformadores, entre otros. Entre las funciones comunes se presentan las tablas modelos para: ANSI 21, ANSI 51V/67/67N, ANSI 87, entre otras.

Tabla 12. Ajuste de las funciones distancia existentes (ANSI 21/21N)

Bahía	Longitud [km]	CT [A/A]	PT [kV/V]	Parámetro	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
BL S/E_A a S/E_B kV				Dirección (1)				
				X_{1r} [Ω_{Prim}]				
				Ángulo de inclinación				
				R_{1r} [Ω_{Prim}]				
				X_{0r} [Ω_{Prim}]				
				R_{0r} [Ω_{Prim}]				
				R_r [Ω_{Prim}]				
				Tiempo, [ms]				
				$K0_{Mag}$				
				$K0_{Ang}$ [$^{\circ}$]				
BT TRFn S/E_A kV (2)	NA			Dirección (*)				
				X_{1r} [Ω_{Prim}]				
				R_{1r} [Ω_{Prim}]				
				X_{0r} [Ω_{Prim}]				
				R_{0r} [Ω_{Prim}]				
				R_r [Ω_{Prim}]				
BG Un Planta (3)	NA			Tiempo, [ms]				

(1) FWD (Adelante), RWD (Atrás)

(2) BT: Bahía de transformador

(3) BG: Bahía de generador

Nota: Adecuar esta tabla para los casos en que la característica del relé sea circular o una combinación de circular y cuadrilateral.

Tabla 13. Ajustes propuestos para las funciones de tensión (ANSI 27/59)

Bahía	Tensión	Parámetro	Sobretensión		Baja tensión	
	[kV]		Etapas 1	Etapas 2	Etapas 1	Etapas 2
BL S/E_A a S/E_B kV		Acción (*)			NA	
		V, [p.u.]				
		Tiempo, [s]				
BG Un Planta						
BR Reactor n S/E_A kV						
BC Capacitor n S/E_A kV						

(*) Alarma, disparo

Tabla 14. Ajustes propuestos para las funciones falla interruptor (ANSI 50BF)

Bahía	I _{50B}	Modo Corriente y Disparo Corriente y/o Contacto	t _{E1} , [ms] ⁽¹⁾	t _{E2} , [ms] ⁽²⁾
	[A _{Prim}]			
BL S/E_A a S/E_B kV				
BT TRFn S/E_A kV				
BG Un Planta kV				
BR Reactor S/E_A kV				
BC Capacitor S/E_A kV				

(1) Redisparo al interruptor.

(2) Esta función debe dar disparo a las fuentes que aportan corto circuito a la falla.

Tabla 15. Ajustes propuestos para el esquema de zona Muerta (1)

Bahía	Posición Interruptor	I _{50B} [A _{Prim}]	t _{E1} , [ms]
BL S/E_A a S/E_B kV			
BT TRFn S/E_A kV			
BG Un Planta kV			
*BR Reactor S/E_A kV			
*BC Capacitor S/E_A kV			

(1) Esta función debe dar disparo a las fuentes que aportan corto circuito a la falla.

(*) Su implementación depende de la localización de los CT.

Tabla 16. Ajustes propuestos para el esquema de tramo de línea (STUB)

Bahía	Posición seccionador derivación	I _{50B} [A _{Prim}]	t _{E1} , [ms]
BL S/E_A a S/E_B kV			
BT TRFn S/E_A kV			
BG Un Planta kV			
*BR Reactor S/E_A kV			
*BC Capacitor S/E_A kV			

(1) Esta función debe dar disparo a las fuentes que aportan corto circuito a la falla.

(*) Su implementación depende de la localización de los CT.

Tabla 17. Ajustes propuestos para las funciones oscilación de potencia (ANSI 68)⁷

Bahía de línea	Parámetro	Ajuste
BL S/E_A a S/E_B kV		

Tabla 18. Ajustes propuestos para las funciones de sobrecorriente

Bahía	Función (1)	Corriente Emerg.	Corriente arranque	Curva	Dial / tiempo	Polarización	
		[A _{Prim}]	[A _{Prim}]			Tipo (2)	Umbral
BL S/E_A a S/E_B kV							
BT TRFn S/E_A kV							
BG Un Planta							
BR Reactor S/E_A kV							
BC Capacitor S/E_A kV							

(1) ANSI 67, 67N, 51/51N, 51V, 50/50N

(2) V_0/I_0 , I_2 , V_2 , I_0 , V_0

Nota: Para la función ANSI 51V se debe incluir el umbral de voltaje.

Tabla 19. Ajustes propuestos para las funciones diferenciales (ANSI 87)

Elemento	Parámetro	Ajuste
Barra S/E_A kV	I _{Diff>} , [pu]	
	I _{Diff>>} , [pu]	
	Tiempo, [ms]	
	Pendiente ₁ , [%]	
	Pendiente ₂ , [%]	
	Bloqueo por 2do armónico	
	Bloqueo por 5to armónico	
LT S/E_A a S/E_B kV	I _{Diff>} , [pu]	
	I _{Diff>>} , [pu]	
	Tiempo, [ms]	
	Pendiente ₁ , [%]	
	Pendiente ₂ , [%]	
	Bloqueo por 2do armónico	
	Bloqueo por 5to armónico	
Transformador S/E_A kV	I _{Diff>} , [pu]	
	I _{Diff>>} , [pu]	
	Tiempo, [ms]	
	Pendiente ₁ , [%]	
	Pendiente ₂ , [%]	
	Bloqueo por 2do armónico	
	Bloqueo por 5to armónico	
Unidad Planta A kV o Grupo transformador-Unidad kV		
Reactor S/E_A kV		

Tabla 20. Ajustes propuestos para las funciones de recierre (ANSI 79)

Bahía de línea	Parámetro	Monopolar	Tripolar
BL S/E_A a S/E_B kV	Esquema (*)	NA	
	Tiempo muerto, [ms]		
	Tiempo de reclamo, [s]		
	Δf , [Hz]	NA	
	ΔV , [%]	NA	
	$\Delta \Phi$, [°]	NA	

(*) Barra viva - Línea muerta, Barra muerta - Línea Viva, Barra viva - Línea viva
NA: No aplica.

Tabla 21. Ajustes propuestos para las funciones eco y fuente débil (Weak infeed)

Bahía de línea	Parámetro	Ajuste
BL S/E_A a S/E_B kV	$t_{Arranque}$, [s]	
	$V_{Fase <}$, [V_{Prim}]	
	$V_{Neutro >}$, [V_{Prim}]	

- Incluir las tablas de ajuste correspondientes para otras funciones de protección que no estén indicadas en este Anexo y los ajustes de lógicas de protección requeridas como el cierre en falla (SOFT), discrepancia de polos u otras.

Generadores y equipos de inducción

En las Tabla 22 - Tabla 32 se presentan las tablas modelos de las funciones de protección propias de los generadores síncronos; para los demás equipos de inducción como transformadores o reactores aplican las funciones tales como: ANSI: 24, ANSI 49, entre otras. Para los generadores basados en inversores se deben incluirse los ajustes de las funciones ANSI 27, (ANSI 51/50, ANSI 51N/50N), ANSI 59 y ANSI 81.

Tabla 22. Ajustes propuestos para las funciones de sobreexcitación (ANSI 24)

Bahía de generación	Parámetro	V/Hz	
		Etapas 1	Etapas 2
BG U1 Planta kV	Acción (*)		
	Arranque, [pu]		
	Curva		
	Dial/Tiempo, [s]		

(*) Alarma, disparo

Tabla 23. Ajustes propuestos para las funciones verificación de sincronismo (ANSI 25)

Bahía de línea/Generador	Parámetro	Monopolar	Tripolar
BG U1 Planta kV	Esquema (*)	NA	
	Δf , [Hz]	NA	
	ΔV , [%]	NA	
	$\Delta \Phi$, [°]	NA	

(*) Barra viva - Línea muerta, Barra muerta - Línea Viva, Barra viva - Línea viva.
NA: No aplica.

Tabla 24. Ajustes propuestos para las funciones de potencia inversa (ANSI 32)

Bahía de generación	Parámetro	Ajuste	
		Etapas 1	Etapas 2
BG U1 Planta kV	Arranque, [pu]		
	Tiempo, [s]		

Tabla 25. Ajustes de las funciones de pérdida de campo existentes (ANSI 40)

Bahía de generación	Parámetro	Ajuste	
		Zona 1	Zona 2
BG U1 Planta kV	Offset (1)		
	Centro, [Ω_{Prim}]		
	Radio, [Ω_{Prim}]		
	Tiempo, [s]		

(1) Positivo, negativo

Tabla 26. Ajustes propuestos para las funciones de secuencia negativa (ANSI 46)

Bahía	Parámetro	Ajuste	
		Etapas 1	Etapas 2
BG Un Planta kV	Acción (*)		
	I_{46} , [A_{Prim}]		
	Curva		
	Dial/Tiempo, [s]		
	Factor K, [s]		
BR Reactor S/E_A kV			

(*) Alarma, disparo

Tabla 27. Ajustes propuestos para las funciones de sobrecarga (ANSI 49)

Bahía	Parámetro	Ajuste
BG Un Planta kV	Factor K	
	Contante de tiempo, [s]	
	Temperatura de alarma, [%]	
	I_{Max} , [A_{Prim}]	
BT TRF S/E_A kV		
BC Condensador S/E_A kV		

Tabla 28. Ajustes propuestos para las funciones energización inadvertida (ANSI 50/27)

Bahía de generación	Parámetro	Ajuste
BG U1 Planta kV	I_r , [A_{Prim}]	
	V_r , [V_{Prim}]	
	Tiempo, [s]	

Tabla 29. Ajustes propuestos para las funciones falla a tierra del rotor (ANSI 64F)

Bahía de generación	Parámetro	Ajuste	
		Etapas 1	Etapas 2
BG U1 Planta kV	Arranque, [Ω_{Prim}]		
	Tiempo, [s]		

Tabla 30. Ajustes propuestos para las funciones falla a tierra del estator (ANSI 64S, ANSI 59GN-27NT)

Bahía de generación	Esquema	Parámetro	Ajuste
BG U1 Planta kV	64S	Trip [Ω_{Prim}]	
		Tiempo, [s]	
	59GN	V_{59GNr} [V_{Prim}]	
		Tiempo, [s]	
BG U2 Planta kV	27TN3	V_{27TN3r} [V_{Prim}]	
		Tiempo, [ms]	
BG U3 Planta kV	59D	V_{59Dr} [V_{Prim}]	
		Tiempo, [s]	
BG Un Planta kV	Otro (Cuál?)		

Nota: Incluir tabla de ajustes de acuerdo con el método seleccionado para protección de falla a tierra en el devanado del estator.

64S: Inyección de voltaje subarmónico 100% del devanado del estator.

59GN: Protección por sobrevoltaje de neutro. Esta función también aplica para bahías de transformadores.

27TN3: Protección de tercer armónico

59D: Protección diferencial de tercer armónico

Tabla 31. Ajustes de las funciones de pérdida de sincronismo existentes (ANSI 78)

Bahía de generación	Parámetro	Ajuste
BG Un Planta kV		

Nota: Adecuar esta tabla para los casos en que la característica del relé sea circular o una combinación de circular y cuadrilateral.

Tabla 32. Ajustes propuestos para las funciones de frecuencia (ANSI 81O/U)

Bahía de generación	Parámetro	Sobre frecuencia		Baja frecuencia	
		Etapas 1	Etapas 2	Etapas 1	Etapas 2
BG U Planta kV	Acción (*)				
	f, [Hz]				
	Tiempo, [s]				

(*) Alarma, disparo

Condensadores

En las Tabla 33 - Tabla 35 se presentan los ajustes de las protecciones para los condensadores.

Tabla 33. Ajustes propuestos para las funciones de desbalance de tensión de neutro (ANSI 60)

Bahía de Capacitor	Parámetro	Ajuste
BC Capacitor subestaciónA kV	V_r [V_{Prim}]	
	Tiempo, [s]	

Tabla 34. Ajustes propuestos para las funciones desbalance de corriente de neutro (ANSI 60C)

Bahía de capacitor	Parámetro	Ajuste	
		Etapas 1	Etapas 2
BC Capacitor subestaciónA kV	Acción (*)		
	I_{Arr} , [A_{Prim}]		
	Tiempo, [s]		

(*) Alarma, disparo

Tabla 35. Ajustes propuestos para las funciones desbalance de corriente de línea (ANSI 42)

Bahía de capacitor	Parámetro	Ajuste	
		Etapas 1	Etapas 2
BC Capacitor 1 subestaciónA kV	Acción (*)		
	I_{Arr} , [A_{Prim}]		
	Tiempo, [s]		

(*) Alarma, disparo

Anexo 2

Acta de reunión de inicio

A continuación, se ilustra modelo sugerido de formato de acta de reunión de inicio que deberá ser elaborada por el promotor del proyecto y enviada a los participantes.

PROYECTO:

OBJETIVO:

FECHA:

PARTICIPANTES:

Nombre	Empresa	Correo

DESARROLLO:

Ítem	Observaciones
Describir área de influencia del proyecto	
Presentar parámetros técnicos que empleará en el estudio	
Describir etapas del proyecto	
Enumerar proyectos adicionales a considerar en el EACP	
Indicar escenarios de generación - demanda con importantes aportes de corto circuito (infeed)	
Definir las rutas de coordinación de protecciones que se deben validar tanto para red completa como para la condición de N-1 de líneas, transformadores y generadores	
Describir comentarios a los esquemas de protección propuestos y existentes	
Definir si se requiere realizar estudio de energización de transformadores y análisis de estabilidad para calcular temporización de la función de la zona 2 y la protección ANSI 50BF	

Indicar si se requieren criterios técnicos particulares para el proyecto	
Describir estudios adicionales requeridos	
Definir esquemas suplementarios de protecciones en el área de influencia	
Indicar si se requiere información técnica adicional	

COMPROMISOS:

Compromiso	Responsable	Fecha