

Comité de Estudios B5 - Protecciones y Automatización

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES RETOS Y NECESIDADES PARA LA
SEGURIDAD DEL SISTEMA**

J. F. PIÑEROS*
XM S.A. E.S.P.
Colombia

L.Y. AGUDELO
XM S.A. E.S.P.
Colombia

A. M. GUTIERREZ.
XM S.A. E.S.P.
Colombia

J. F. LLANO
XM S.A. E.S.P.
Colombia

D. ECHEVERRI
XM S.A. E.S.P.
Colombia

***Resumen** – La coordinación de protecciones es clave para lograr la selectividad en la desconexión de los equipos fallados y la seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia. La selección adecuada de los sistemas de protección y los estudios de ajuste y coordinación de protecciones son el medio para mantener la confiabilidad en la operación de los sistemas de protección, de forma que protejan los equipos y el Sistema Eléctrico de Potencia. Este trabajo presenta una recopilación de conceptos, reflexiones y recomendaciones derivadas de la experiencia del Centro Nacional de despacho en Colombia sobre la elaboración de estudios de ajuste y coordinación de protecciones, teniendo en cuenta que, en la práctica habitual, por su complejidad y por el nivel de competencia requerido de los ingenieros de protecciones, se presentan diversidad de criterios y enfoques sobre coordinación de protecciones y la estructura de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones. Esta diversidad, en muchos estudios, genera reprocesos y por ello se propone en este artículo abordar las necesidades y retos de la elaboración de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones desde la óptica de proceso, considerando, los requerimientos desde el punto de vista del Sistema Eléctrico de Potencia, teniendo en cuenta los pasos esenciales y lo estipulado en la regulación.*

Palabras clave: Coordinación de Protecciones, Seguridad, Estabilidad, Confiabilidad, Estudios Sistemas de Potencia.

1 ABREVIATURAS

CND	Centro Nacional de Despacho – XM	SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	SIN	Sistema Interconectado Nacional
EACP	Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones	SIR	Source Impedance Ratio
EP	Esquema de Protección	SP	Sistema de Protección
OR	Operador de Red – (STR/SDL)	SDL	Sistema de Distribución Local (<57.5 kV)
ORG	Operador de Red en General (Generador y/o Distribuidor STR/SDL y/o Transportador - STN)	STR	Sistema de Transmisión Regional (>=57.5 kV, <220 kV)
PP	Protección Principal	STN	Sistema de Transmisión Nacional (>= 220 kV)
PR	Protección de Respaldo	TCDF	Tiempo crítico de despeje de falla

2 INTRODUCCIÓN

El crecimiento continuo del SEP, en combinación con los cambios tecnológicos, implica retos significativos para la correcta operación de los SP de los elementos que integran estos sistemas. Gran parte de estos retos radica en comprender las características de desempeño de los SP del elemento a proteger y su impacto en la zona de influencia, con el objetivo de mantener la integridad del SEP durante perturbaciones o condiciones anormales de operación. Lo anterior se encuentra soportado en numerosos análisis de eventos de apagones parciales o totales de SEP en el mundo [1] y estadísticas como las presentadas por la North American Electric Reliability Corporation (NERC) [2], en las cuales se evidencian necesidades de mejora en la selección de los EP y sus ajustes.

Este artículo expone una recopilación de conceptos, reflexiones y recomendaciones derivadas de la experiencia del operador del SIN en Colombia. Presenta la definición de SP y estabilidad de SEP como punto de partida para develar

los retos y necesidades en el tema de coordinación de protecciones, considerando sus fundamentos, conceptos de seguridad y estabilidad de sistemas de potencia para finalmente revisar los requerimientos y oportunidades de mejora de EACP, teniendo en cuenta el enfoque de la coordinación de protecciones como proceso.

3 SISTEMA DE PROTECCIÓN, SU ROL Y CARACTERÍSTICAS

Un SP es en esencia un sistema concebido para detectar y aislar un cortocircuito de un equipo fallado y para proteger los equipos eléctricos ante condiciones anormales o variables eléctricas por fuera de los rangos normales de operación que puedan afectar la integridad del equipo y del sistema al cual está conectado.

La Fig. 1 presenta los componentes de un SP, así: equipos de medida, relés de protección, sistemas de comunicación, servicios auxiliares y equipo de corte o interruptores; los cuales, deben operar de forma adecuada para cumplir su función de aislar fallas en el SEP. Es importante resaltar que el diseño de un SP no solo consiste en la selección de los relés y sus funciones de protección, sino de cómo van a operar e interactuar todos los elementos que lo componen para cumplir los objetivos ya mencionados.

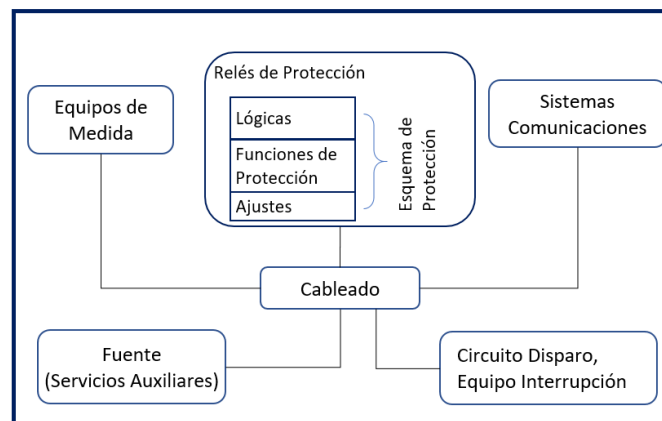


Fig. 1 Sistema de Protección basado en [5]

Un SEP está conformado por varios equipos eléctricos interconectados entre sí, los cuales requieren que sus SP asociados actúen para despejar fallas sobre el propio elemento protegido y como respaldo a los equipos eléctricos adyacentes.

Para que un SP cumpla adecuadamente su función de despejar fallas debe tener la confiabilidad necesaria de acuerdo con los requerimientos del elemento protegido y del SEP en el cual opera. En este sentido, la coordinación de protecciones es entonces el concepto aplicable para describir que un grupo de SP operen de forma selectiva y secuencial para la adecuada protección de los elementos y del SEP como un todo. Lo anterior requiere una operación confiable de los SP y establece la necesidad de que se realicen análisis y estudios, así:

- Estudios eléctricos para definir los EP que cumplan los requerimientos de protección de los elementos y el SEP [3].
- EACP para definir y verificar los ajustes de los EP con el objetivo de lograr un desempeño acorde con los requerimientos del equipo y del SEP.

Confiabilidad, en general, se refiere a que se ejecute una función bajo unas condiciones dadas en un intervalo de tiempo dado [5]. La confiabilidad en SP se compone de fiabilidad y seguridad, las cuales, están bien definidas en [6]. En palabras simples, la fiabilidad puede entenderse como el grado de certeza de que el SP operará cuando le corresponda actuar y en los tiempos esperados, mientras que la seguridad puede entenderse como el grado de certeza de que el SP no operará incorrectamente, es decir, que no opere cuando no le corresponda actuar y en caso de operaciones ante condiciones anormales externas, que opere en los tiempos apropiados.

Una característica fundamental para la operación confiable de los SP es la redundancia, la cual, afecta directamente la fiabilidad, porque permite asegurar que el SP operará, incluso cuando se presente falla en uno de los componentes de un SP. A continuación, se presenta una definición clásica de redundancia, según *Power System Relaying and Control Committee (PSRC)* [8]:

Redundancia es la existencia de más de una forma de llevar a cabo una función dada.

En ocasiones se confunde duplicidad con redundancia: Dos relés de protección de un equipo que toman la señal del mismo núcleo del transformador de medida no hace al SP redundante, lo hace duplicado, puesto que, la falla en uno de los elementos (núcleo del transformador de medida) afectará a los dos relés de protección, evitando que se lleve a cabo su función.

Adicionalmente, desde el punto de vista de requerimientos de desempeño de un SP, se tienen tres características: la sensibilidad, la selectividad y la velocidad, descritos en [6][7] y resumidos a continuación:

- La sensibilidad consiste en que el sistema de protección pueda detectar la condición de falla, perturbación y/o en general la condición anormal.
- La selectividad se refiere a que se desconecte únicamente el elemento con problemas y/o que detenga en forma secuencial las condiciones anormales que experimenta el SEP, minimizando la cantidad de elementos desconectados.
- La velocidad -tiempo de operación- describe el despeje oportuno considerando la minimización del daño del equipo, pero a la vez permitiendo la recuperación del sistema luego de eventos (fallas, perturbaciones, condiciones anormales, entre otros).

4 SEGURIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA

Las fallas, perturbaciones y, en general, las condiciones anormales de cualquier SEP requieren ser despejadas oportunamente para evitar una mayor afectación sobre los elementos del sistema no fallados y para mantener la atención de la demanda, objetivo fundamental de un SEP. Para cumplir su objetivo, el SEP debe ser seguro; a continuación, se presenta la definición de seguridad acorde con [5].

4.1 Concepto de Seguridad

Definición: *“Capacidad de un sistema eléctrico de potencia para operar de forma tal que los eventos realmente posibles no den lugar a pérdida de carga, violaciones de las características técnicas de los elementos del sistema, tensiones en barras o frecuencia del sistema por fuera de sus rangos normales de operación, inestabilidad, colapso de voltaje o eventos en cascada.”* [5].

Después de ocurrida una condición anormal en el sistema de potencia, leve o extrema, éste pasa a un nuevo estado de operación en el que sus variables eléctricas (voltaje, frecuencia, entre otras) no necesariamente se encuentran dentro de los rangos normales de operación. En este caso, se espera que el sistema sobreviva a esta condición de transición, para lo cual se establecen dos tipos de análisis [9]:

- Análisis de seguridad estática: Análisis de estado estable, después de una perturbación, con el fin de verificar que no se violen las características eléctricas de los equipos ni los rangos de operación normal de las magnitudes físicas del sistema.
- Análisis de seguridad dinámica: Análisis de estabilidad, en sus diferentes clasificaciones.

El análisis de estabilidad es, por lo tanto, un componente integral de la seguridad del sistema para lo cual se presentan las siguientes definiciones.

4.2 Conceptos de Estabilidad

Definición según [9]: *“Habilidad de un sistema eléctrico de potencia, en una condición de operación inicial dada, para recuperar el estado de equilibrio después ser sometido a perturbaciones físicas, con la mayoría de las variables controladas, tal que prácticamente todo el sistema permanece intacto”.*

De acuerdo con [9] los tipos de estabilidad se clasifican en:

- Estabilidad de ángulo del rotor: Capacidad que tienen los generadores síncronos del sistema para permanecer en sincronismo después de haber sido sometidos a una perturbación, lo cual depende de su capacidad para permanecer o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético de salida y el torque mecánico de entrada.
- Estabilidad de voltaje: Capacidad que tiene el sistema para mantener estables los voltajes de todas las barras después de una perturbación, lo cual depende de su capacidad para permanecer o restaurar el equilibrio entre la demanda y la generación.
- Estabilidad de frecuencia: Capacidad que tiene el sistema para mantener estable la frecuencia después de una perturbación grave que provoca un desbalance significativo entre la generación y la carga, lo cual depende de su capacidad para permanecer o restaurar el equilibrio generación - demanda, con la mínima pérdida de carga.

Con base en lo anterior y bajo el contexto de la elaboración de un EACP, el SP de cada elemento considerado en un EACP debe cumplir con los requerimientos de protección del propio elemento y de seguridad e integridad del sistema para procurar mantener, en todo momento, la atención a la demanda. Lo anterior supone que todo EACP debe revisar los TCDF y verificar que el SEP sea seguro. Esto contempla el análisis y, de ser necesario, la redefinición de cada EP en cada elemento, en el área de influencia considerada en un EACP.

5 PROTECCIÓN DE EQUIPOS VS SEGURIDAD DEL SISTEMA

De acuerdo con la tecnología de los SP y particularmente por la historia asociada con los relés de sobrecorriente [10], el balance fiabilidad - seguridad no es un tema trivial a la hora de proponer y ajustar un SP para un equipo eléctrico que hace parte de un SEP. En los relés de sobrecorriente, por su principio de operación, mejorar la fiabilidad puede implicar reducir la seguridad y viceversa. Por ejemplo, al disminuir el valor de arranque de un relé de sobrecorriente para aumentar su fiabilidad, la disminución puede implicar un menor tiempo de operación ante condiciones anormales externas al elemento protegido disminuyendo la seguridad del SP.

Con base en lo anterior, en el sector eléctrico tradicionalmente se ha tenido el concepto de “la cobija cortica” relacionándolo con el balance entre fiabilidad / seguridad en el ajuste y la coordinación de protecciones eléctricas y en la incapacidad para lograr 100% de cubrimiento o confiabilidad en muchos de los casos de estudio.

La Fig. 2 presenta un resumen de lo descrito haciendo énfasis en que existe una zona óptima que se puede encontrar, teniendo en cuenta los EP disponibles, el nivel de redundancia, los niveles de respaldo y los ajustes de protecciones, sin embargo, no es una labor trivial, requiere un análisis profundo que incluye la revisión de diferentes tipos de fallas en diversas localizaciones y ante diversos escenarios.

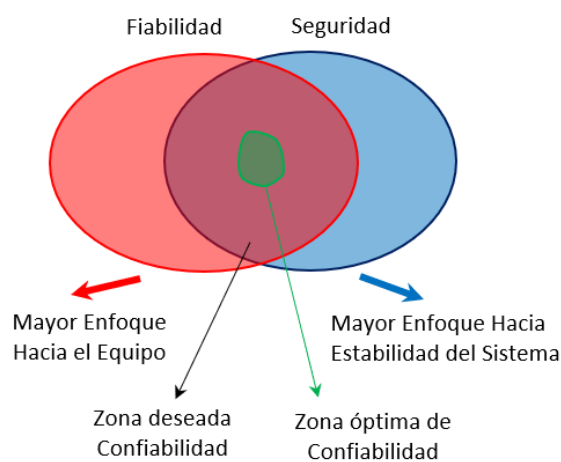


Fig. 2 Fiabilidad / Seguridad y Zona Óptima

Lo anterior es un preámbulo expedito para explicar el tradicional enfoque del dueño del equipo respecto al del operador del sistema:

- El primer enfoque da prioridad a la operación del SP ante cualquier condición anormal que pueda comprometer la vida útil del equipo y con un tiempo de actuación lo más corto posible, es decir, mayor fiabilidad - velocidad, menor selectividad.
- El segundo enfoque tiene mayor interés en que los equipos permanezcan conectados la mayor parte del tiempo posible con el fin de dar margen al SEP para recuperarse luego de la ocurrencia de un evento.

Estos dos enfoques no necesariamente son opuestos, pueden serlo dependiendo de los EP disponibles, sin embargo, filosóficamente cualquier configuración de un SP tiene una zona óptima de balance para maximizar su confiabilidad; el verdadero reto consiste en encontrarla. Cuando la zona óptima no se encuentra, **se debe revisar la necesidad de redefinir el EP** en los elementos o equipos que lo requieran.

Normalmente en la coordinación de protecciones, cuando se realizan los estudios, se adoptan criterios tradicionales que parten de un enfoque de equipo para posteriormente ser ajustados según los resultados de las verificaciones que se realicen de su desempeño ante fallas externas.

Dado que la cantidad de verificaciones es limitada, encontrar la zona óptima de confiabilidad está sujeta a la cantidad de verificaciones que se puedan realizar.

En contraste con este punto, las estadísticas de la NERC muestran que la mayoría de las descoordinaciones de los SP tiene origen en los ajustes de las protecciones, problemas de lógicas, EP y errores de diseño (mayor al 30%), mostrando falencias como tal en el proceso de realización de los estudios [2].

Si bien las falencias en ajustes de protecciones son normalmente las de mayor porcentaje, los problemas en lógicas y, en general, en la selección de EP, en muchos de los casos terminan siendo la causa raíz, porque solo con ajustes no es posible lograr la zona óptima de confiabilidad y, por lo tanto, la solución de los problemas debería estar encaminada en la revisión y selección adecuada de EP. Infortunadamente en la práctica, muchos de los EP no se seleccionan con

análisis y estudios eléctricos que permiten elegir los SP más adecuados para cada equipo eléctrico, según el punto de conexión del equipo. Adicionalmente, en la práctica habitual los EACP no se enfocan en analizar si los EP son los más apropiados, sino en hallar los ajustes que mejor se acomoden con los EP existentes.

Lo anterior es uno de los mayores retos para los ingenieros de protección en la actualidad, porque la carencia de la ejecución de análisis de selección de los mejores EP lleva a que los tiempos de despeje de las fallas y, en general, de las condiciones anormales no cumplan al mismo tiempo con los requerimientos del equipo y con los requerimientos de seguridad del SEP.

La redundancia es un buen ejemplo de falencias en el análisis y selección de SP para cumplir con los requerimientos de seguridad del SEP. Para muchos de los equipos eléctricos que se conectan en el SEP no se analiza la necesidad de redundancia en sus SP, porque se considera que el elemento adyacente provee el respaldo necesario en caso de una falla, pero en muchos de los casos el tiempo de operación del SP del elemento adyacente no es suficiente para cumplir con los requerimientos de seguridad del SEP, particularmente cuando se tienen condiciones críticas de estabilidad de ángulo y de voltaje en zonas del SEP.

6 REGULACIÓN APLICABLE EN COLOMBIA

En relación con la entrada de proyectos al SIN, la regulación contempla el envío de un EACP preliminar 90 días antes de la entrada en operación del proyecto y el EACP definitivo 45 días antes de la entrada en operación del proyecto para que el CND y los ORG hagan revisión.

Para la selección de EP se deben tener en cuenta los requerimientos de esquemas mínimos de protección y tiempo de despeje de falla; En cuanto a requisitos del SP, la TABLA 1 resume lo establecido por la regulación.

TABLA 1 REQUERIMIENTOS DE SP - REGULACIÓN COLOMBIANA

Sistema	CREG 025/95	CREG 070/98	RETIE
SDL	No Aplica (NA)	PP, PR (opcional, solo si es requerida por el OR)	PP, sin detalles de especificación
STR	NA		
STN	<u>Líneas</u> PP1 21+ Teleprotección, 68, 79 PP2 67N, 67N CD, 79 59, 25, 50BF, 81 (según se requiera) (posible 87L líneas cortas) <u>Barras</u> 87B (impedancia moderada o porcentual)	NA	
Generador SDL	NA	PP, sin detalles	
Generador STR	NA	PP, sin detalles	
Generador STN	PP+PR sin detalles 50BF, 78 (según se requiera), 81	NA	

La TABLA 2 resume lo indicado en la regulación en cuanto a tiempos de despeje de falla requeridos.

TABLA 2 TIEMPOS DE DESPEJE DE FALLA - REGULACIÓN COLOMBIANA

Sistema	CREG 025/95		RETIE 2013	
	PP	PR	PP	PR
SDL	No Aplica (NA)	NA	150 ms	no define
STR	120 ms <220kV	300 ms (sugerido)		
STN	80 ms 500kV 100 ms 220kV 120 ms <220kV	300 ms		
Generador SDL	NA	NA		
Generador STR	120 ms <220kV	300 ms (sugerido)		
Generador STN	80 ms 500kV 100 ms 220 kV	300 ms		

7 REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE UN EACP

A partir de la experiencia del CND en la revisión de EACP para la entrada de proyectos al SIN, a continuación, se presentan los requerimientos mínimos, con énfasis en los problemas recurrentes.

- **Área de influencia:** para definir el área de influencia de un proyecto se validan todas las condiciones operativas y topológicas que deben ser consideradas en el estudio, según el tipo de proyecto que se conectará al SIN. Normalmente se adopta el criterio de dos subestaciones más allá desde la frontera del proyecto, sin embargo, en cada proyecto se debe evaluar si existen líneas eléctricamente muy cortas e interconectadas o elementos que generen afectación del desempeño de los SP del área de influencia del proyecto.
- **Parámetros técnicos:** los parámetros de los elementos que conforman el área de influencia del proyecto deben ser verificados y validados según información disponible en las bases de datos. Se recomienda, en general, siempre disponer de la placa de equipos y anexarla al EACP.
- **Esquemas de protección:** aunque su selección debe realizarse previamente, desde la etapa de “selección de equipos” del proyecto, con base en los TCDF, SIR y demás análisis eléctricos (verificando la estabilidad angular y de voltaje en el área de influencia, en caso de ser necesario), propendiendo por la protección del equipo y la atención de la demanda como prioridad, en el EACP debe revisarse si los SP definidos para el proyecto y los SP existentes son suficientes para la seguridad del sistema, de lo contrario, se deben dar las recomendaciones necesarias.
- **Modelado de Elementos:** la red eléctrica modelada debe contener en detalle los generadores internos y externos (según los escenarios de generación requeridos), las líneas de transmisión y subtransmisión modeladas con sus acoplamientos, los transformadores y sistema de puesta a tierra y todos sus devanados (incluida la conexión), los elementos de compensación fijos y variables (incluyendo los de los terciarios de los transformadores), las cargas y los esquemas suplementarios de protección.
- **Estudio de cortocircuito:** considerar fallas de tipo monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica.
- **Topología y escenarios para estudios eléctricos básicos:** los estudios de flujo de carga y cortocircuito deben ser realizados en red completa. Se simulan, como mínimo, escenarios de demanda mínima - generación mínima y demanda máxima - generación máxima. Con el fin de considerar el efecto Infeed, es posible que se requieran otros escenarios de generación, despachando al máximo algunas plantas y dejando fuera de línea otras y viceversa. Considerar que, en protecciones eléctricas, se busca el corto mínimo y máximo más allá de enfocarse en demanda máxima y mínima.
- **Análisis de Estabilidad de Voltaje.** según la naturaleza del punto de conexión y características de la carga, se debe verificar que los sistemas de protección operen adecuadamente ante escenario de colapso por voltaje, minimizando desatención de la demanda por condiciones de bajo voltaje.
- **Transformadores de corriente:** verificar que los equipos se mida, en especial los transformadores de corriente nuevos, se encuentren bien dimensionados, tanto para los valores nominales como en su clase, tipo de núcleo según uso (ver IEC TR 61869-100 [17]) y que no presenten saturación para el máximo nivel de cortocircuito esperado, como mínimo en un tiempo de 5 años. Adicionalmente, los equipos existentes no deben presentar saturación.
- **Criterios de ajuste de protecciones:** los criterios de protecciones deben enmarcarse a lo establecido en la regulación y considerar siempre la última revisión de las guías de protección, tanto internacionales como locales aplicables a la fecha de su elaboración. Se recomienda revisar las guías aplicables IEEE [11].
- **Cálculo de ajustes de protecciones:** el estudio debe indicar el detalle de cada ajuste realizado, es decir, de qué forma se obtuvo el valor propuesto.
- **Tiempos críticos de despeje de falla:** acorde a la red y condiciones topológicas, calcular o presentar los TCDF, con el fin de verificar la afectación a la seguridad del SEP (Puede requerir incluir el análisis de estabilidad de generadores). En caso de identificar TCDF bajos se debe evaluar la pertinencia de redefinir la temporización de ajuste de algunas funciones de protección, tales como la zona 2 de la protección distancia o el falla interruptor, para algunos elementos de la red bajo estudio.
- **Topologías para el ajuste de protecciones:** los ajustes de protecciones calculados deben aplicar para las diferentes topologías de operación de la red bajo análisis (mínimo N-1) y en caso de ser requerido, implementar grupos de ajuste aplicables para cada topología.
- **Rutas de coordinación:** establecer caminos o rutas de coordinación, de forma que se incluyan las protecciones del elemento fallado y las protecciones de los elementos adyacentes que deben operar con sus funciones de protección de respaldo.
- **Características de las fallas de verificación:** 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 fallas de diferentes características en los escenarios contemplados en el EACP:
 - Topología: Red completa y ante la condición N-1 de líneas, transformadores y generadores.

- Tipos de fallas: monofásicas, bifásicas aisladas, bifásicas a tierra y trifásicas sólidas y con resistencia de falla de 5 Ω , 10 Ω y 30 Ω ; 50 Ω en líneas y barras.
- Ubicación de las fallas: en líneas, como mínimo al 1%, 50% y 99% de su longitud; para transformadores, en sus diferentes niveles de voltaje; para subestaciones, siempre verificar fallas en las barras.
- **Desempeño de las protecciones:** 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:
 - Tiempos de despeje de fallas: verificar en cada elemento que las fallas anteriormente indicadas sean despejadas según los requerimientos regulatorios establecidos para protección principal y de respaldo.
 - Protecciones distancia de líneas [4]: verificar que no se presenten traslapes de las zonas 2 (en caso contrario, coordinarlas con tiempos), su coordinación con la protección falla interruptor y su coordinación con la protección de sobrecorriente del lado de alta de los transformadores de la subestación remota. Para las zonas 3, verificar que no compitan con los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente de los circuitos adyacentes. Verificar que ambas zonas, 2 y 3, no operen para fallas en otros niveles de voltaje.
 - Protecciones de sobrecorriente de líneas: el arranque de la función 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.
 - Protecciones diferenciales: realizar un análisis de sensibilidad ante fallas internas y un análisis de estabilidad ante fallas externas; verificar que no se presente saturación de transformadores de corriente en el escenario de máximo cortocircuito. Las fallas por verificar deben ser de tipo monofásica y trifásica.
 - Protección de generadores: verificar la operación ante fallas internas y externas, de las funciones ANSI 51V, pérdida de campo ANSI 40 y pérdida de sincronismo ANSI 78.
 - Tramos de líneas que comparten torre o líneas en doble circuito: revisar la operación selectiva de las protecciones distancia y sobrecorriente con circuito paralelo desenergizado y aterrizado, ante fallas internas y externas a la línea paralela energizada.
 - Análisis de polarización de relés: evaluar el desempeño de las protecciones direccionales y los esquemas en comparación direccional ante falla interna y externa.
 - Energización de un nuevo equipo inductivo o capacitivo: verificar si se requiere reajustar las protecciones por causa de corrientes inrush y que las corrientes de secuencia cero que inyectan al sistema eléctrico.
 - Esquemas suplementarios de protección: cuando en el área de influencia se encuentran implementados esquemas suplementarios, es preciso verificar, si siguen siendo aplicables y que sus ajustes no se traslapen o interfieran con los ajustes calculados para las protecciones del área.
 - 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.
 - Verificación de coordinación de funciones de sobrevoltaje ANSI 59 en caso de pérdida de carga por desconexión de subestaciones.

Una vez finalizado el EACP, éste debe ser sometido a revisión de los ORG que se vean impactados, especialmente a aquellos en que se propongan reajustes de protecciones de los elementos que operan.

Cuando el proyecto este dividido en etapas debe revisarse la necesidad de definir ajustes para cada etapa.

8 OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LOS EACP

A continuación, se presentan los temas más relevantes en los cuales se identifican oportunidades de mejora, de acuerdo con la experiencia del CND en la revisión de EACP.

- Definir adecuadamente el área de influencia para el modelo eléctrico y validación del desempeño de protecciones considerando los comportamientos de nuevos tipos de equipos que operan con inversores.
- Disponer de parámetros eléctricos actualizados de los elementos de la red, conforme con la realidad en sitio.
- Definir claramente las funciones de protección principales y de respaldo que serán habilitadas en cada relé con sus transformadores de instrumentación asociados: verificación de sincronismo, recierre automático monopolar y tripolar, discrepancia de polos, cierre en falla y falla interruptor, entre otros, especificando además, los elementos que contarán con esquemas de teleprotección.
- Calcular el SIR; para líneas clasificadas como cortas, que no disponen de protecciones unitarias, implementar como mínimo esquemas de teleprotección siempre y cuando el desempeño del EP sea aceptable previa verificación.
- Incluir tablas con el resumen de ajuste de protecciones actuales y propuestos, indicando los valores que se proponen modificar para el caso de protecciones existentes.

- Presentar el EACP con la debida anticipación con el fin de evitar retrasos en la entrada en operación de un nuevo proyecto debido a iteraciones en el proceso de revisión.

Adicionalmente, es conveniente establecer programas de capacitación periódicos al personal que elabora los EACP, establecer planes de transferencia de conocimiento y plantear estrategias para minimizar el impacto por cambio generacional al interior de las empresas. Se recomienda tener en cuenta para esto lo indicado en la referencia [18].

9 EL PROCESO CÍCLICO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones en un SEP no debe ser vista como un tema aislado, sino como un proceso cíclico que constantemente se debe realimentar para garantizar mayor efectividad y minimizar problemas en los equipos y el SEP.

Un enfoque de proceso tiene como principal objetivo asegurar la calidad; la coordinación de protecciones propende por la adecuada protección de los equipos y del SEP, con operaciones de los EP en forma selectiva y secuencial, significando esto la reducción en los eventos de gran magnitud y la desatención de la demanda.

La Fig. 3 propone de forma resumida cómo debe verse el proceso de la coordinación de protecciones en SEP. En la experiencia del operador del SIN se observa que cualquier falencia en la cadena lleva a reprocesos y a la pérdida de efectividad en la coordinación de protecciones, que deriva en daños de equipos y/o desatención recurrente de la demanda.

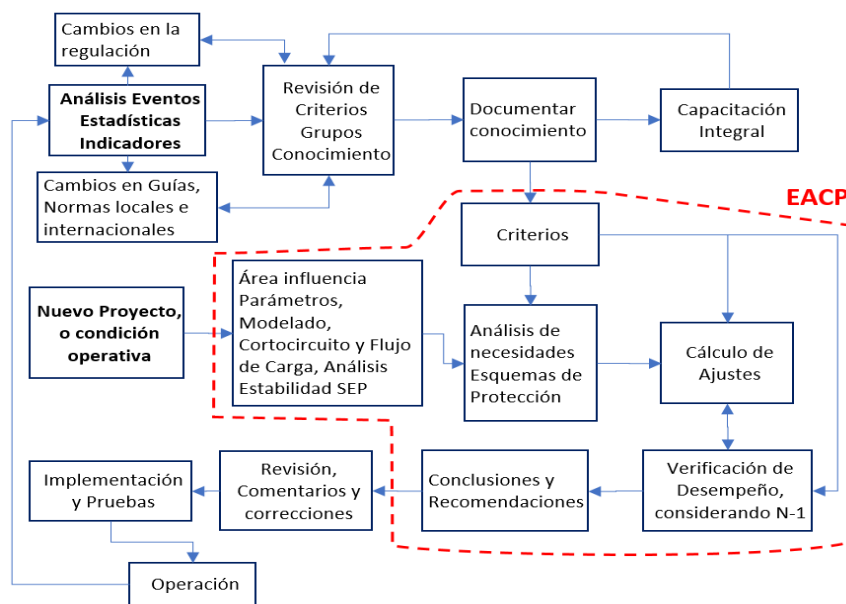


Fig. 3 Coordinación de protecciones como proceso cíclico

10 CONCLUSIONES

La coordinación de protecciones es un campo de la ingeniería que debe abordarse de forma integral, desde la formación de ingenieros especializados en protecciones eléctricas, la selección de los sistemas de protección en función de las características de la red que protegerán, hasta la implementación de los ajustes en sitio y el análisis de eventos.

La elaboración de Estudios de Ajuste y Coordinación de Protecciones requiere de criterios expeditos que deben ser estudiados permanentemente por los ingenieros de protección, tomando como base las diferentes guías y normas locales e internacionales. Los criterios deben compatibilizarse con los requerimientos de desempeño establecidos en la regulación, las necesidades para garantizar la seguridad del sistema eléctrico, considerando los retos asociados con la integración de nuevos tipos de equipos como baterías y elementos que incluyen inversores.

Es preciso tener presente que un Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones no solo debe enfocarse a la protección del equipo sino también a la protección del sistema eléctrico, específicamente a su seguridad, buscando siempre la zona óptima de confiabilidad mediante el balance fiabilidad - seguridad.

Debido a la constante evolución de los sistemas eléctricos y los cambios tecnológicos en los equipos que los conforman, es fundamental la revisión periódica de la regulación y su adaptación por parte de las entidades responsables, con base en las necesidades establecidas para la operación segura de cualquier sistema eléctrico.

AGRADECIMIENTOS

A los miembros del Equipo de Análisis de Eventos y Protecciones de XM S.A. E.S.P. por las valiosas discusiones que han dado origen a este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] Zeng B, Ouyang S., Zhang J, ShiHui b, WuGeng b, Zeng M., "An analysis of previous blackouts in the world: Lessons for China's power industry", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42, February 2015.
- [2] NERC, Analysis of System Protection Missoperations, December 2015, disponible en línea: https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/2015_Analysis_of_System_Protection_Misoperations_Final.pdf.
- [3] N.J.Orrego, J.F.Llano, D.A.Echeverri. Metodología para la Selección de sistemas de Protecciones en Líneas de Transmisión del SIN Colombiano. Jornadas del Conocimiento ISA 2017.
- [4] N.J.Orrego, J.F.Llano. Lineamientos para la elaboración de EACP desde la óptica del operador Colombiano. Congreso IntegraCIER, Punta del Este, Uruguay, 2014.
- [5] IEC Technical Report, "Guidelines for the design of interconnected power systems", IEC TR 62511, Edition 1.0, September 2014, p. 12.
- [6] NERC, Report to the Planning Committee Reliability Fundamentals of System Protection, 2010.
- [7] R. Mason, *The Art & Science of Protective Relaying*, General Electric, 1966.
- [8] IEEE PSRC WG 19, Report "Redundancy Considerations for Protective Relaying Systems", 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, 2010
- [9] Kundur, Prabha et al, "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 1387-1401, May 2004.
- [10] W. Schossig, "Protection History the Start of Protection", Protection, Automation & Control World PAC, Autum 2007.
- [11] IEEE PSRC, list of standard Power System Relaying and Control, disponible en línea <http://www.pes-psrc.org/kb/standards.html>
- [12] Ministerio de Minas y Energía Colombia, *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*, 2013.
- [13] CREG, Resolución 025, Código de Redes, parte del Reglamento SIN 1995
- [14] CREG, Resolución 070, "Funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho -CND- y los agentes del SIN", 1998.
- [15] CREG, Resolución 080, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, parte del SIN, 1998.
- [16] CNO, Acuerdo 646 de 2013 "Procedimiento guía para la entrada en operación de plantas al SIN, de activos del sistema de transmisión nacional -STN-, del sistema de transmisión regional -STR- y de activos de conexión al STN", 2013.
- [17] IEC Technical Report, Instrument transformers – Part 100: Guidance for application of current transformers in power system protection, IEC TR 61869-100, Edition 1.0, 2017.
- [18] CIGRE, WG B5.40 "Education, Qualification and Continuing Professional Development of Engineers in Protection and Control", 2014.