



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

INFORME TÉCNICO

Estado actual del proyecto de mejora de la coordinación de actuación de las Protecciones de la Red de Transmisión Regional



www.enteoperador.org



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

INFORME TÉCNICO

Estado actual del proyecto de mejora de la coordinación de actuación de las Protecciones de la Red de Transmisión Regional

Elaborado por:	Ente Operador Regional – EOR
Fecha:	Febrero de 2023

© EOR 2023

A menos que se especifique lo contrario, el material de esta publicación puede usarse, compartirse, copiarse, reproducirse, imprimirse o almacenarse libremente, siempre que se reconozca adecuadamente a EOR como fuente y titular de los derechos de autor.

Acerca de EOR

El Ente Operador Regional (EOR) del Mercado Eléctrico Regional de América Central, es un organismo regional creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el marco del Sistema de Integración Centroamericana, SICA. Cuenta con personalidad jurídica propia, de derecho público internacional. Centra sus actividades en asegurar que el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico y sostenible, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Realiza la gestión comercial de las transacciones de energía entre los Agentes de cada país, y es responsable de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional www.enteoperador.org

CONTENIDO

Introducción.....	1
Desarrollo del Estudio: “Mejora de la coordinación del Sistema de Protecciones y control de emergencias de la Red de Transmisión Regional”	2
Análisis de los resultados obtenidos.....	3
Acciones de mitigación resultantes.....	5
Conclusiones y próximos pasos.....	6

INTRODUCCIÓN

El Istmo Centroamericano cuenta con un Sistema Eléctrico Regional, conocido como SER, el cual está compuesto por la Red de Transmisión Regional (conocida como RTR) y los sistemas eléctricos internos de cada país: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La operación de la red regional y la gestión del intercambio de energía eléctrica entre los países del Mercado Eléctrico Regional (MER) se realiza con base en criterios técnicos y económicos, cuyo cumplimiento en el ámbito regional es responsabilidad del EOR y a nivel nacional es responsabilidad de los Operadores del Mercado y Operadores del Sistema (OS/OM) de cada país. La operación del SER se realiza bajo un esquema jerárquico en el cual el EOR se coordina con los OS/OM de la región.

Como prioridad para mantener la seguridad y confiabilidad de la operación del SER, asegurando la continuidad del servicio tanto en condiciones normales como durante emergencias, el EOR inició un proyecto estratégico en el año 2018 con el objetivo de mejorar la coordinación de la actuación de las protecciones y Esquemas de Control Suplementario (ECS) o remediales de la Red de Transmisión Regional, mediante la realización de diferentes acciones como análisis, mesas de trabajo, talleres, entre otros; en colaboración con todos los OS/OM y Agentes de Transmisión Nacionales.

En 2018, con el apoyo del Programa 4E de la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), se realizó el estudio **"Análisis de escenarios de protección y esquemas de protección de 70 líneas de interconexión entre países de la Red de Transmisión Regional"**, que tuvo como objetivo revisar y analizar el estado actual de los ajustes de protecciones en la red troncal de la RTR y los esquemas de control suplementario (ECS) asociados, en cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), así como construir una primera base de datos con las líneas evaluadas y brindar recomendaciones para nuevos ajustes de las protecciones y ECS en caso fuese necesario.

Como parte de sus funciones, el EOR es responsable de la supervisión del sistema de protecciones de la RTR y del SER, lo que incluye analizar y revisar la correcta configuración y coordinación de actuación de las protecciones y ECS, así como administrar y actualizar una base de datos regional de protecciones. Debido a esto, el EOR ha adquirido un software especializado para el cálculo y coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia llamado PSS®CAPE. No obstante, cada país sigue siendo responsable de administrar el sistema de protecciones en su propia área de control.

En seguimiento a este proyecto estratégico, el EOR siempre con el apoyo del Programa 4E de la GIZ, y para complementar el estudio anterior, realizó otro estudio de coordinación de protecciones y ECS denominado **"Mejora de la coordinación del Sistema de Protecciones y control de emergencias de la Red de Transmisión Regional"**, que incluyó toda la RTR y nodos adyacentes a la misma, que actualmente comprende aproximadamente 203 buses, 230 líneas de transmisión y 37 transformadores de potencia de dos y tres devanados en niveles de tensión que van desde 115 kV hasta 400 kV, etc., el proyecto también incluyó una capacitación sobre el software especializado PSS®CAPE para un grupo de aproximadamente treinta y cinco (35) ingenieros encargados de las protecciones tanto del EOR como de los OS/OM y de los Agentes Transmisores. Además, este otro estudio incluyó recomendaciones de normativa regional para la supervisión de las protecciones y la coordinación de su actuación además de los ECS instalados en la RTR y también para la Guía de restablecimiento en tiempo real del SER después de un evento regional en cascada.



Desarrollo del Estudio: “Mejora de la coordinación del Sistema de Protecciones y control de emergencias de la Red de Transmisión Regional”

Estudio sobre la coordinación de protecciones y ECS con propuestas de mejora

El objetivo fue desarrollar un estudio que proporcione recomendaciones sobre cómo mejorar la coordinación de las protecciones y los ECS de las 230 líneas que conformaban la RTR, realizando las siguientes actividades:

- Fusionar las bases de datos nacionales de protecciones de las líneas de la RTR.
- Revisar los ajustes de las protecciones considerando los criterios utilizados para calcularlos, en cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño; y proporcionar recomendaciones para nuevos ajustes y/o configuraciones.
- Analizar la coordinación entre las protecciones de la RTR y los ECS instalados en la misma, y proporcionar recomendaciones para mejorar la coordinación y el desempeño de las protecciones y ECS que están en operación.
- Elaborar un informe técnico con los resultados de b) y c) incluyendo la base de datos regional de ajustes de protecciones de la RTR (existentes y nuevos).

Las contingencias simuladas y analizadas en el estudio fueron proporcionadas por el EOR, con base en registros históricos sobre aquellas consideradas de mayor severidad en la región, entre pérdidas de generación y fallas en líneas de transmisión, las cuales fueron 26 contingencias.

Se incluyeron en el estudio 230 líneas que componían la RTR, en diferentes niveles de tensión 115 kV, 138 kV y 230 kV. En total hay 31 líneas de 115 kV, 39 líneas de 138 kV y 160 líneas de 230 kV. Algunos detalles de las líneas de transmisión por país y software relacionado se describen en la siguiente tabla:

Área de Control	Número de líneas de la RTR	Número de líneas por nivel de voltaje	
		Número de líneas	Nivel de Voltaje
País 1	40	40*	230 kV
País 2	27	7*	230 kV
		20	115 kV
País 3	43	25*	230 kV
		18	138 kV
País 4	33	20*	230 kV
		13	138 kV
País 5	54	46*	230 kV
		8	138 kV
País 6	45	34*	230 kV
		11	115 kV

* Una misma línea de interconexión de 230 kV entre dos áreas de control se cuenta desde cada extremo, es decir 2 veces, por lo que el número total de líneas de 230 kV parece ser 172, pero en realidad son 160 líneas.

El primer paso fue la recopilación de datos de las protecciones instaladas en cada elemento (relevadores y sus ajustes). En este punto, cada país entregó una base de datos individual de su red modelada en diferentes softwares comerciales de análisis y protección contra cortocircuitos. Así, actualmente cada área de control tiene su sistema de protecciones modelado en su propia base de datos, pero en diferentes formatos.

Luego se convirtieron todas las bases de datos a un modelo PSS®CAPE y se validó a través de una evaluación de cortocircuito. A continuación, se llevó a cabo un proceso para fusionar todas las bases de datos en un solo modelo regional en PSS®CAPE.

Con esta base de datos regional, se realizó un Estudio Preliminar para evaluar la coordinación de las protecciones, considerando los ajustes de protección reales, es decir, aquellos incluidos en las bases de datos originales recibidas de cada OS/OM. La evaluación preliminar tuvo como objetivo identificar los problemas de falta de coordinación existentes en toda la RTR. Se propusieron un conjunto de acciones de mitigación siguiendo una metodología definida para resolver los problemas de falta de coordinación encontrados en el Estudio Preliminar.

Luego de incorporar en los análisis estas acciones de mitigación, se realizó un Estudio Final para evaluar la coordinación de las protecciones. Los resultados muestran que las acciones de mitigación recomendadas fueron suficientes para resolver casi todas las descoordinaciones encontradas. Si bien se recomendaron estas acciones de mitigación, es importante enfatizar que se recomendó a cada OS/OM y Agentes Transmisores que es necesario un análisis local más profundo para garantizar la correcta coordinación bajo todos los escenarios operativos.

Se analizaron un total de 230 líneas de transmisión, que forman parte de la Red de Transmisión Regional (RTR). La base de datos agregada tiene un total de 2,858 relés modelados en PSS®CAPE, de los cuales 1,333 están dentro de líneas RTR. En este estudio, se realizó una gran cantidad de simulaciones, con 1,694 simulaciones de fallas para el Estudio Preliminar de Coordinación, 2,350 simulaciones de fallas para el Estudio Final de Coordinación y 420 simulaciones de fallas para el Estudio de Contingencia.

También se realizó un estudio complementario asociado a la actuación de los ECS y su coordinación con las demás protecciones de la RTR, evaluando algunas contingencias críticas.



Análisis de los resultados obtenidos

Criterios técnicos utilizados

Funciones de protección en estudio:

- ◆ 21/21N – Protección de Distancia.
- ◆ 50/51, 50N/51N – Protección de sobrecorriente de fase/neutro (instantánea y temporizada)
- ◆ 67/67N – Protección de sobrecorriente direccional de fase/neutro
- ◆ 87 – Protección diferencial (*)

() se consideró activado en líneas donde este tipo de función estaba disponible, y no se habilitó ninguna otra función de protección.*

Evaluación de la coordinación de la protección:

- ◆ Fallas de línea al 0%, 15%, 50%, 85% y 100% de la longitud de la línea.
- ◆ Fallas de una línea a tierra (SLG) y trifásicas (TPH).
- ◆ Intervalo de tiempo de coordinación (CTI) mínimo deseado establecido en 250 ms (15 ciclos)

Para resolver los problemas de coordinación y ajustes de protecciones, se consideraron los riesgos asociados a las vulnerabilidades en el sistema de protección, tales como:

- ◆ Las faltas de coordinación entre las protecciones son de alto riesgo y se resolvieron en la mayoría de los casos.
- ◆ Las violaciones del intervalo de tiempo de coordinación (CTI) podrían ser de menor riesgo y es posible que cada depto. de protecciones encargado en cada área de control, deba mitigarlas aún más porque es necesario un análisis local más profundo y un conocimiento de la filosofía de protección utilizada por cada país.

Las vulnerabilidades mencionadas requieren acciones de mitigación para lograr una adecuada coordinación de las protecciones, tales como:

- ◆ Ralentización de la protección de respaldo para lograr márgenes adecuados.
- ◆ Mayor velocidad de actuación de protección primaria o principal.
- ◆ El cálculo de los nuevos ajustes se basa en las reglas de ajuste típicas, que pueden servir como base común para luego hacer el análisis local más exhaustivo en los casos que se requiera.

Las principales reglas de cálculo y coordinación de ajustes fueron:

- ◆ Impedancia de protección de distancia y factor de compensación (k_0) corregido, en función de los valores de impedancia de línea. Para la característica de relé cuadrilateral, el alcance resistivo no cambió.
- ◆ Retardo de tiempo de protección de distancia considerando un CTI de 300 ms como mínimo.
- ◆ Arranque de protección de sobrecorriente instantánea coordinado para no alcanzar al terminal remoto. Si no es posible obtener diferencias de cortocircuito razonables entre el bus local y el remoto, es necesario desactivar esta protección.
- ◆ Tiempo de arranque de protección de sobrecorriente temporizada establecido para coordinar con las protecciones del terminal remoto. Como ejemplo Z2 (retardo)+CTI. El valor de pick-up (arranque) en general no se modificó.

Estas modificaciones resultantes fueron suficientes para resolver casi todos los problemas de falta de coordinación encontrados en el estudio. Sin embargo, aunque se han recomendado algunas acciones de mitigación, es importante enfatizar que es necesario un análisis local más profundo para garantizar la correcta coordinación en todos los escenarios operativos.

Acciones de mitigación resultantes

La tabla resumen de acciones de mitigación resultantes se muestra a continuación:

Área de Control	Acciones de Mitigación propuestas
País 1	32
País 2	10
País 3	44
País 4	26
País 5	30
País 6	64
TOTAL	206

Revisión de cada acción de mitigación propuesta en cada área de control:

El EOR convocó a reunión presencial en ciudad de San Salvador, al Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) y al Comité Técnico de Protecciones (CTP) en fechas 17 y 18 de noviembre de 2022, donde se revisó en detalle lo siguiente:

- ◆ El estado actual de implementación de las recomendaciones de cambios de ajustes de protecciones, resultantes del estudio regional realizado.
- ◆ Las recomendaciones relacionadas con normativas regulatorias aplicables a la supervisión de las protecciones.
- ◆ Próximos pasos con el CTP y CTSO.

Con base en la revisión detallada por cada OS/OM en conjunto con su(s) respectivo(s) Agente(s) Transmisor(es), se concluyó en lo siguiente:

Acciones de mitigación propuestas	Cantidad	Porcentaje	Estado de implementación
Recomendaciones que son aplicables.	52	25%	Ejecutadas.
Recomendaciones aceptadas en proceso de implementación.	42	21%	En proceso según plazos y plan de trabajo por cada área de control.
Recomendaciones que luego de revisadas no serán aplicadas en atención a criterios propios de coordinación de cada área de control, o que resultaron de inconvenientes en el traslado de información de las Bases de Datos	112	54%	No serán implementadas.
TOTAL:	206	100%	



Conclusiones y próximos pasos

- A) Los cambios recomendados en algunos ajustes de las protecciones, luego de ser revisados e implementados por cada área de control, permiten una mejor coordinación de actuación de las protecciones en la RTR, mitigando así la desconexión indeseada de elementos sanos (sin falla) de la red ante falla en otros elementos, y evitando así potenciales eventos en cascada por este motivo.
- B) La Base de Datos Regional de Protecciones en el formato PSS®CAPE (red y protecciones) se debe mantener actualizada, aumentando gradualmente su contenido y alcance con los elementos del SER que se requieran ante la ocurrencia de eventos o necesidad de nuevos Esquemas de Control Suplementario (ECS).
- C) Para próximas reuniones del Comité Técnico de Protecciones (CTP) se incluirán análisis de casos relevantes de actuaciones de protecciones y/o ECS en el SER, por cada área de control. Esto promoverá la cooperación técnica entre áreas de control, así como la revisión y actualización periódica de las Bases de Datos individuales y la Regional.
- D) Cada vez que se haga un cambio o implementación de nuevos ajustes o cambios topológicos de la red (incluyendo las implementaciones en proceso), el Agente Transmisor o encargado de las protecciones deberá enviar inmediatamente al EOR por medio del OS/OM respectivo:
 - ◆ El informe técnico de soporte, así como la coordinación realizada con otros Agentes, como ejemplo, en el caso de las líneas de interconexión entre países.
 - ◆ El unifilar y archivo respectivo de la nueva red, cuando aplique.
 - ◆ Los cambios de ajustes específicos en el relé o relés específicos, de preferencia en formato PSS®CAPE.
- E) Con base en los inconvenientes que se enfrentan en el traslado de información de cada software de protecciones en cada área de control al software PSS®CAPE con el cual se ha conformado la Base de Datos Regional de Protecciones, el EOR está promoviendo, gestionando y coordinando la factibilidad del uso del software PSS®CAPE de forma homologada en toda la región, para aprovechar que una de sus principales ventajas es la interfase y uso simultáneo con el software PSS®E (Power System Simulator for Engineers) para análisis eléctricos de estado estable y dinámicos, lo que permitirá realizar los estudios de estabilidad transitoria y dinámica junto con el análisis de actuación de las protecciones y ECS en el SER.

Somos energía que se transforma

Nuestros Valores:

Liderazgo - Transparencia - Excelencia - Imparcialidad - Integridad