



UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CUENCA

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

UNIDAD ACADÉMICA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA EN REDES ELÉCTRICAS-

CASO DE ESTUDIO DE LA CENTROSUR EN CUENCA-

ECUADOR

INFORME DE INVESTIGACIÓN PREVIO OBTENCIÓN DEL TÍTULO

DE MAGISTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

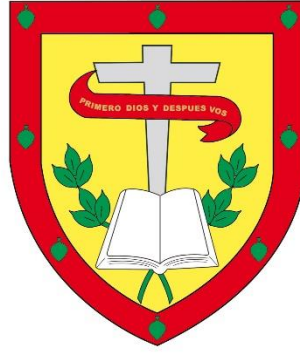
AUTOR: ING. PABLO DANILO ARIAS REYES

TUTOR: ING. EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, PhD.

CUENCA - ECUADOR

2022

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

UNIDAD ACADÉMICA POSGRADO

MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA EN REDES ELÉCTRICAS-CASO DE

ESTUDIO DE LA CENTROSUR EN CUENCA-ECUADOR

INFORME DE INVESTIGACIÓN PREVIO OBTENCIÓN DEL TÍTULO

DE MAGISTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

AUTOR: ING. PABLO DANILO ARIAS REYES

DIRECTOR: ING. ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, PhD

CUENCA- ECUADOR

2022

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO

Certificación de Asesores

Se certifica que:

El informe de investigación “Análisis de la resiliencia en redes eléctricas – Caso de estudio de la CENTROSUR en Cuenca-Ecuador”, de autoría del Señor Ingeniero Eléctrico Pablo Danilo Arias Reyes, CC 0102826690 ecuatoriano, previo a la obtención del Título de Cuarto Nivel o Posgrado correspondiente a Magíster en Energías Renovables, cumple con la caracterización y estructura (parte protocolaria y parte expositiva) y se sujeta a la normativa pertinente exigida por el Consejo de Educación Superior, CES y la Universidad Católica de Cuenca, en consecuencia se autoriza su presentación para los trámites pertinentes.

Santa Ana de los Cuatro Ríos de Cuenca

Octubre, 2022

Ing. Antonio Barragán. PhD.

Asesor Científico

Ing. Javier González.

Asesor Metodológico

Certificación de Autoría

Certifico que:

“Análisis de la resiliencia en redes eléctricas – Caso de estudio de la CENTROSUR en Cuenca-Ecuador”, es el tema del informe final de investigación de mi AUTORÍA, previo a la obtención del Título de Cuarto Nivel o Posgrado correspondiente a Magíster en Energías Renovables, por lo que, asumo su originalidad y el uso de fuentes de terceros registrados según las normas APA vigentes.

Santa Ana de los Cuatro Ríos de Cuenca

Octubre, 2022.

Ing. Pablo Danilo Arias Reyes
CC: 0102826690

Agradecimiento

Agradezco a los docentes que han ayudado en este proceso de formación y han sabido transmitir sus conocimientos de la mejor manera posible. A mi familia por el apoyo constante para cumplir esta meta impuesta por mí mismo. A mis compañeros por la ayuda y por el intercambio mutuo de conocimientos relacionados con cada una de nuestras carreras.

A todos, muchas gracias.

Dedicatoria

El presente trabajo está dedicado a mi familia y a las personas que han hecho posible que pueda llegar a cumplir con este meta, tanto en lo personal como en lo profesional.

Resumen

El incremento del nivel de resiliencia en un sistema de distribución es crucial debido a las consecuencias negativas e impactos en la red eléctrica que tienen los eventos catastróficos naturales. Estos eventos pueden ocasionar que los tiempos de restablecimiento de la red sean extensos, lo que repercute en la calidad de servicios para los clientes finales. Mediante un estudio exploratorio/descriptivo y relacional/explicativo se identifica y desarrolla indicadores y métricas de resiliencia para una parte red de distribución de la CENTROSUR. El análisis se desarrolla en el área de concesión de la Centrosur que corresponde a la ciudad de Cuenca y sus redes eléctricas de alimentadores primarios asociados. Se identificará las zonas vulnerables a eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP), mediante la superposición de mapas de riesgos, información georeferenciada y datos disponibles del sistema eléctrico en formato GIS de la empresa distribuidora. Se selecciona mediante criterios cualitativos y cuantitativos zonas eléctricas vulnerables y aquellas con mayor requerimiento de confiabilidad y resiliencia. Además, se establecen índices de confiabilidad y métricas de resiliencia a partir de revisión de literatura y se determina los modelos de métricas de resiliencia para el sistema propuesto bajo análisis. La información obtenida permite identificar de zonas resilientes, infraestructura requerida y posibilitará determinar parámetros para el planeamiento eléctrico de la red, respaldo de microrredes, variantes topológicos y prioridades para reconfiguraciones, en paralelo se identificarán inversiones redundantes de la red e innecesarias.

Palabras claves: Energía, resiliencia, distribución, generación distribuida, topología de red, confiabilidad.

Abstract

The increase in the level of resilience in a distribution system is crucial due to the negative consequences and impacts on the electrical network that natural catastrophic events have due to the long times that are sometimes required for the restoration of the network and the services for end customers. Through an exploratory/descriptive and relational/explanatory study, resilience indicators and metrics will be identified and developed for part of the CENTROSUR distribution network. The analysis will be carried out in the CENTROSUR concession area that corresponds to the city of Cuenca and its associated primary feeder electrical networks. Zones vulnerable to high-impact, low-probability events (HILP) will be identified by overlaying risk maps, georeferenced information, and data available from the electricity system in GIS format from the utility distributor. Vulnerable electrical zones and those with the highest reliability and resilience requirements will be selected using qualitative and quantitative criteria. Reliability indices and resilience metrics existing in the literature will be related and resilience metric models will be determined for the proposed system under analysis. The information obtained will be applied in the identification of resilient zones, infrastructure required to determine parameters for the electrical planning of the network, support of Microgrids, topological variants and priorities for reconfigurations and redundant investments of the network will be exposed.

Keywords: Energy, resilience, distribution, distributed generation, network topology, reliability.

Índice de contenido

Certificación de Asesores	i
Certificación de Autoría.....	ii
Agradecimiento.....	iii
Dedicatoria.....	iv
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Capítulo I. Introducción	9
SITUACIÓN PROBLEMÁTICA	9
PROBLEMA CIENTÍFICO	12
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN	15
OBJETO DE ESTUDIO	15
CAMPO DE ACCIÓN.....	15
OBJETIVO GENERAL	16
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
VARIABLES.....	16
JUSTIFICACIÓN.....	17
Capítulo II. Metodología.....	18
Capítulo III. Resultados	31
3. Discusión.....	38
4. Conclusiones.....	42
Bibliografía	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura No. 1: Ejemplo de infraestructura afectada, Caso subestaciones - deslaves.	25
Figura No. 2: Trapezoide de resiliencia. Elaboración propia.	28
Figura No.3: Mapas de riesgo obtenidos mediante aplicación de metodología GIS-CDMA.....	33
Figura No.4: Mapas de riesgo obtenidos mediante aplicación de metodología GIS-CDMA, Infraestructura Subestaciones	34
Figura No.5: Trapecio de Resiliencia para el Caso analizado.	36
Figura No. 6: Zona de influencia del ALM 05210. Fuente SIGADE-CENTROSUR.....	40
Figura No. 7: Zona de influencia de Subestaciones Centrosur.....	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No. 1: Variables de referencia	16
Tabla No. 2: Clasificación de la susceptibilidad de los riesgos en Ecuador.....	20
Tabla No. 3. Escala Fundamental de Saaty.....	23
Tabla No. 4. Métricas utilizadas para CENTROSUR.....	26
Tabla No. 5. Definición de variables para las métricas utilizadas.	27
Tabla No. 6. Infraestructura Subestaciones susceptible a deslaves.	34
Tabla No. 7. Resultado de métricas para el Caso de ejemplo analizado.	35

ANEXOS

ANEXO 1: Determinación de Métricas de Resiliencia.	49
ANEXO 2: Fases de Etapa 1: Resiliencia Operacional.	49
ANEXO 3: Aspectos Cuantitativos de evaluación de la Resiliencia.	50
ANEXO 4: Evaluación de la Resiliencia Aspectos cualitativos.....	51

Capítulo I. Introducción

Situación problemática

En los sistemas de distribución eléctrica la ocurrencia de cortes e interrupciones (frecuencia o probabilidad) se la relaciona a menudo con el diseño, planificación, trazado y la buena construcción de las redes. La duración media de interrupciones (operación) a menudo depende de la experticia en la respuesta ante las emergencias y de cómo éstas se alcanzan mediante los objetivos de rendimiento de confiabilidad (RPO-Reliability Performance Objectives) (NERC, 2018).

El clima extremo y los desastres naturales pueden causar un daño considerable en el sistema eléctrico. Esto conlleva grandes desafíos para el restablecimiento del servicio, debido a la severidad de los eventos. Por otro lado genera incertidumbre en la operación de la red, ya que es impráctico pretender mantener la continuidad del servicio y enfocarse únicamente en mejorar la infraestructura dañada (Chi et al., 2018).

La seguridad y confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia (generación, transmisión, distribución) no consiste solo en aplicar acciones de inversión dadas por los índices de confiabilidad actualmente en uso. Y aunque son técnicamente válidos, no abarcarían la respuesta de la red ante un evento climático.

La inversión en infraestructura aporta eventualmente al restablecimiento del servicio, pero permanece afectada luego de ocurrido un evento catastrófico, se requieren de acciones que abarquen: tiempos, rendimientos, costos e inversiones, toma de decisiones distintas, basadas en resiliencia. Estos nuevos índices que se refieren a la resiliencia no se los puede confundir con los índices de confiabilidad actualmente empleados por las distribuidoras (Moreno et al., 2020).

Puede haber confiabilidad, pero no resiliencia. Las métricas de resiliencia insertan en el contexto de la confiabilidad de la red, terminología como flexibilidad, resistencia, anticipación, absorción y adaptación de la red y su infraestructura, entre otras. La resiliencia permitiría que las distribuidoras conozcan el comportamiento del sistema ante el incremento en la severidad de los fenómenos climáticos ayudando a la proyección y uso de herramientas estadísticas y de optimización para el modelamiento de eventos naturales futuros (Accenture Consultant Research, 2020).

Convencionalmente, la calidad y el rendimiento de un sistema de distribución es evaluado mediante los índices de confiabilidad tales como: SAIDI, SAIFI y MAIFI. Estos índices son insuficientes al momento de describir las fallas no estacionarias y los procesos de restauración luego de la ocurrencia de un desastre natural. Se debe ampliar el criterio hacia un marco en donde se consideren áreas como: prevención, protección, mitigación, respuesta y restauración del sistema en su conjunto, tal como lo ha compilado la IEEE y el PES en su TR83 (Taks Force Members Report, 2020).

Se requieren pues de métricas globales para definir y cuantificar, por ejemplo, la inversión, tiempos, eventos, magnitudes, reconfiguraciones de red, costos; que permitan definir actuaciones frente a los eventos catastróficos. Esto lo hace la resiliencia, la cual aborda nuevos conceptos como la flexibilidad en la red o su capacidad para reconfigurarse, así como la cooperación entre redes (Jiménez-Estévez et al., 2017) (Mohammad-Amin et al., 2019).

Los eventos catastróficos son situaciones externas no predecibles (en algunos casos) pueden ser de alto impacto y baja probabilidad (High Impact Low Probability - HILP) (Panteli & Mancarella, 2015). En el caso del área de concesión de la CENTROSUR en base a eventos históricos de la empresa, se han identificado los siguientes eventos: inundaciones (caso de inundación de la Central Térmica de El

Descanso), deslaves (vías como Molleturo-Cajas-Guayaquil, Guarumales-Méndez, Girón-Pasaje, entre otros lugares), terremotos, tormentas, incendios, entre otras situaciones extremas con baja probabilidad, que han afectado a Cuenca y cantones del Azuay o zonas de concesión de la distribuidora) (CENTROSUR, 2021) .

Se ha propuesto que los estándares de planificación actuales deban modificarse para permitir que los eventos HILP se tengan en cuenta dentro del proceso de toma de decisiones con respecto al diseño y la expansión de la red. Los efectos de los HILP provocan una mayor suspensión del servicio eléctrico y mayores costos en la recuperación de la infraestructura del sistema, y por tanto provocan consecuencias sociales y de salubridad (Laaksonen et al., 2021).

La resiliencia se define como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para recuperarse de manera rápida ante un desastre, y su capacidad de anticiparse a eventos extraordinarios de alto impacto y baja probabilidad. A la vez de ser capaces de absorber las lecciones para adaptar su funcionamiento y estructura para estar mejor preparados para eventos similares en el futuro (Stankovic & Tomsovic, 2018).

Se requiere así poder cuantificar la resiliencia del sistema para establecer recomendaciones que incluyan, por ejemplo; la incorporación de generación distribuida (GD), la formación de microrredes, la reconfiguración de flujos de potencia y/o cambios topológicos de la red mediante reconexiones o la cooperación de los recursos disponibles. Estas recomendaciones permitirán focalizar inversiones de infraestructura, y elevar indicadores de calidad, confiabilidad y prestación del servicio (Venkateswaran V et al., 2021) (Dedekind & Schwaegerl, 2022).

Problema científico

Un sistema eléctrico confiable sería operado de manera segura si fuera capaz de soportar los eventos HILP sin comprometer la integridad del sistema, preservando la continuidad del suministro a los clientes (Lauby & LeeVanSchaick, 2019). En comparación con los otros segmentos de la cadena de suministro de electricidad, los tiempos de recuperación en el sistema de distribución son más lentos que los de transmisión y generación (NERC, 2018).

El impacto de eventos extremos recientes en los sistemas eléctricos, como incendios forestales, inundaciones, tormentas y terremotos, pueden provocar situaciones sociales caóticas. Esto indica que es necesario sumar a los índices de confiabilidad, indicadores que replantean las prácticas de planificación actuales (Moreno et al., 2020) (Villamarín et al., 2021) .

Los planificadores han diseñado la infraestructura eléctrica teniendo en cuenta las denominadas interrupciones promedio que generalmente representan fallas simples o simultáneas (por ejemplo, fallas en circuitos dobles). Sin embargo, no han tomado en cuenta, desastres naturales o las consecuencias relacionadas al cambio climático. Esto se debe a que los planificadores eléctricos y los responsables de formular políticas, no reconocen estos eventos dentro de los estándares de confiabilidad (Saltos et al., 2022).

Los sistemas eléctricos están expuestos a eventos externos que provocan fallas y la consecuente pérdida del servicio y/o degradación de la calidad del sistema para los consumidores finales. Durante muchos años, la calidad del servicio se la ha medido a través de índices de confiabilidad, los cuales toman en cuenta eventos tales como cortocircuitos y sobretensiones (N-1 y N-2). Estos índices han permitido realizar inversiones en el reforzamiento de la infraestructura, aunque ante un evento catastrófico, dicha inversión no ha tenido ningún efecto inmediato (Braun et al., 2020).

El incremento del nivel de resiliencia a nivel del sistema de distribución es crucial debido a las consecuencias negativas e impactos en la red que tienen los eventos catastróficos naturales y a los tiempos extensos que en ocasiones se tiene para el restablecimiento de la red y los servicios (Ton & Wang, 2015).

Los eventos catastróficos como terremotos, inundaciones, tormentas, deslaves, situaciones típicas en la zona del Austro (El Mercurio, 2021), deben ser consideradas para el planeamiento de la red en el largo plazo. Es necesario establecer herramientas que permitan tener insumos para las decisiones de inversión y planificación de la red, tales como métricas de resiliencia, zonas de vulnerabilidad y zonas con resiliencia. Estas herramientas digitales requieren información georreferenciada de la demanda, usuarios, topología y otras; permitirían establecer políticas de planificación (Bill, 2013).

La determinación de indicadores de resiliencia permitiría al planificador del sistema visualizar zonas de resiliencia en su sistema mediante métricas que establecerán prioridades para maniobras de cambios topológicos en la red o inserción de generación distribuida (GD). En general se busca crear políticas de cooperación dentro de la red, para hacer al sistema más resiliente ante determinados tipos de eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto (Danish et al., 2019).

La implantación de estas métricas mejorarán tiempos de respuesta en el restablecimiento del servicio, disminución de indicadores de baja confiabilidad y aumentará la calidad del servicio. Es decir, incrementará el confort para el usuario final. Así mismo ante cualquiera de los eventos catastróficos mencionados, el restablecimiento del servicio en zonas vulnerables o prioritarias podría ser mucho más rápido. (CEPAL, 2020).

Mediante modelamiento multicriterio se presentan diversas técnicas para el análisis de la resiliencia de los sistemas eléctricos. Se plantean características propias de un sistema, agrupando particularidades de zonas, eventos, topología, respaldo, confiabilidad y tiempos de respuesta. Con dicha información, se propone plantear métricas de resiliencia, que vayan en concordancia con la normativa vigente (Villamarín et al., 2021) (Panteli & Mancarella, 2015).

Se tiene que desarrollar y obtener información georreferenciada de mapas de riesgos en las zonas del área de concesión eléctrica, mapas de capas de demanda eléctrica, clasificándola a demás por tipos de usuarios, niveles de consumo, tensión, redes y topología. La zona de análisis se debe limitar al cantón Cuenca y alimentadores sensibles a eventos HILP (Doorga et al., 2022).

Con la información obtenida se identifica las zonas resilientes, se da prioridad a la infraestructura afectada y con ello se proponen directrices de planeamiento eléctrico de la red, la necesidad de implementar microrredes, cambios topológicos y prioridades para reconfiguraciones o inversiones redundantes de la red, que mediante las métricas permitirán mejorar la respuesta y hacer una red más resiliente (Yang et al., 2019) (Leite et al., 2019).

Con la caracterización de zonas resilientes, se determina una lista de prioridades para ordenar las distintas zonas y redes, sobre las cuales se deberá aplicar las métricas. Las zonas se determinarían conforme su importancia en salud y atención médica, seguridad, comunicaciones, agua potable, política, servicios básicos, industria (Panteli, Pickering, et al., 2017).

Conforme lo planteado en (Hossain et al., 2021) se seleccionarán indicadores y métricas factibles a ser consideradas dentro de la red eléctrica de CENTROSUR, las métricas factibles para la Distribuidora corresponden a medidas de parámetros

operativos y de infraestructura, los cuales son evaluados con los datos obtenidos de información histórica de la empresa. Se modela cada función para determinar indicadores, conforme el tipo de evento externo y la importancia de la red bajo análisis. Al tener las métricas que tanto cualitativamente y cuantitativamente modelen al sistema eléctrico se realizaran simulaciones para comprobar su operatividad (Panteli, Mancarella, et al., 2017).

El aporte metodológico consiste en la aplicación de la metodología de las métricas de resiliencia propuestas en la bibliografía especializada de IEEE y CIGRE al sistema de CENTROSUR, para entre otras cosas, dar otro concepto a la confiabilidad de una red de distribución desde la óptica de la resiliencia (Yang et al., 2019).

Línea de investigación

La línea de investigación del presente trabajo corresponde a las Ciencias Exactas, Naturales y tecnológicas – Gestión de procesos, Energías renovables.

Objeto de estudio

Red eléctrica y de infraestructura de una Empresa de Distribución local de la ciudad de Cuenca.

Campo de acción

Distribución eléctrica, sistemas de distribución de energía, operación e infraestructura de distribución, subtransmisión y subestaciones de la empresa CENTROSUR.

Objetivo general

Utilizar análisis geoespacial y técnicas de decisión multicriterio para crear métricas de resiliencia de zonas georreferenciadas sensibles a ciertos eventos catastróficos dentro del sistema eléctrico de la CENTROSUR.

Objetivos específicos

Levantar mapas georreferenciados de zonas de riesgo HILP dentro del sistema eléctrico de CENTROSUR para con la ayuda de herramientas de decisión multicriterio establecer restricciones espaciales entre diferentes riesgos e infraestructura eléctrica.

Establecer métricas de resiliencia en base a las zonas georreferenciadas formando modelos y conjuntos que identifiquen riesgo, infraestructura, demanda, costo, topología y su relación dentro de la red eléctrica de CENTROSUR.

Aplicar las métricas obtenidas al sistema eléctrico de CENTROSUR, para identificar mapas de restricciones, sensibilidades e idoneidad en el establecimiento de soluciones debido a valores e indicadores obtenidos con dichas métricas.

Proponer infraestructura y/o parámetros de reconfiguración operativa para mantener el sistema dentro de los parámetros de métricas de resiliencia apropiadas para el sistema considerado.

Variables

Tabla No. 1: Variables de referencia

Variable	Tipo de variable	Unidad
Tiempo	Independiente	Hora - minuto

Kilómetros de líneas	Independiente	Km
Número de líneas	Independiente	N
Líneas en servicio	Independiente	N
Potencia	Independiente	MW - kW
Energía	Independiente	MWh - kWh
Nivel de resiliencia inicial	Dependiente	MW/h – N /h
Nivel de resiliencia luego del evento	Dependiente	MW N – n
Métricas de resiliencia	Dependiente	MW/h N /h
Índices de confiabilidad	Dependiente	MW N – n

Justificación

Con la determinación y establecimiento de las métricas de resiliencia es posible mejorar el comportamiento de la operatividad y la respuesta del restablecimiento de la infraestructura eléctrica en una red eléctrica.

Mediante la aplicación de métricas de resiliencia se tiene un punto de partida para obtener información adicional a los índices de confiabilidad, con lo cual se aborda otra perspectiva en la mejora de la operación de la red eléctrica.

Capítulo II. Metodología

Se obtiene la información georreferenciada de mapas de riesgos de las zonas del área de concesión eléctrica, mapas de capas de demanda eléctrica, discriminando por tipos de usuarios, niveles de consumo, tensión, redes y topología. La zona de análisis está limitada al cantón Cuenca y alimentadores sensibles a eventos HILP, con predominancia de las subestaciones de distribución e infraestructura de redes eléctricas.

Utilizando la información obtenida de los organismos de Gestión de Riesgos se pudo crear mapas de calor con bases de datos georreferenciadas de las zonas de riesgo, por cantón y por parroquia. (Secretaria de Gestion de Riesgos, 2019). Además se empleó la información descargable del Sistema Nacional de Información IEDG (Infraestructura Ecuatoriana de Datos Geoespaciales) (Senagua, 2011).

El tratamiento de datos georeferenciados se los realizó mediante la utilización del ArcGIS de propiedad de la empresa distribuidora, así como también con datos propios sobre riesgos, datos obtenidos de otros estudios y desarrollos investigativos en la planificación eléctrica de la CENTROSUR.

Para identificar una zona de riesgo se integra la herramienta GIS con el Análisis Multicriterio lo cual se lo denomina como GIS-MCDA. Se emplea el proceso analítico jerárquico AHP (Analytical Hierarchy Process) basado en análisis de decisión multicriterio (MDA) y análisis espacial (GIS). A partir de estas herramientas se pueden identificar áreas espaciales (mapas) que mediante un proceso de conversión y combinación de toma de decisiones apoyado en preferencias (pesos) y mediante la integración de la combinación lineal de pesos conocida como WLC (Weights Linear Combination) se creó una matriz para la obtención de los mapas de calor (Leite et al., 2019).

Los riesgos pueden clasificarse según la susceptibilidad de ocurrencia y el daño que provocan en el área afectada, estos valores pueden ser clasificados en: muy alta, alta, media, baja, muy baja, y sin susceptibilidad.

Para el caso de las zonas susceptibles a inundaciones en el Ecuador y tomando como referencia lo descrito en (MAGAP et al., 2015) que consiste en la metodología para la generación de la geo información para la gestión del territorio a nivel nacional donde se desarrolla la caracterización física-climática del fenómeno inundaciones, con la cual se definen y obtienen los criterios y la clasificación para la susceptibilidad a inundación de ciertas áreas en el territorio ecuatoriano. La clasificación se la indica en la Tabla No. 2.

Los datos de riesgo y amenaza de movimientos de masa (deslaves o terremotos) se obtiene de (Gestión Riesgos y emergencias, 2019); con esta metodología se establecen zonas con probabilidad de ocurrencia de éstos fenómenos, de forma que se tomen acciones y políticas para la gestión de riesgos. Los movimientos de masa considerados en el estudio son: caídas de bloques o rocas, deslizamientos y flujos; como resultado se presenta información de la categorización del modelo de amenaza ante movimientos de masa en distintas categorías, las cuales se muestran en la Tabla No. 2.

Para todos los riesgos analizados, se ha tomado las geodatabases de la caracterización de los riesgos para su utilización en el ArcGIS. El tratamiento de los riesgos se lo realiza conforme (Bill, 2013), uniendo los mapas generados de riesgos y formando mapas del área de concesión de la CENTROSUR, tal como se ve en la Figura No. 1.

Tabla No. 2: Clasificación de la susceptibilidad de los riesgos en Ecuador.

RIESGO	INUNDACIÓN	DESLAVES – MOVIMIENTOS DE MASA - TERREMOTO	INCENDIO FORESTAL
Sin susceptibilidad	No existe riesgo	Comprende áreas estables y sin probabilidades para que ocurran Movimientos en Masa. Se caracterizan por presentar pendientes del terreno planas a suaves, no mayores al 5 %.	
Cuerpos de agua natural Muy Baja	Son las que se producen por la acumulación de aguas de acumulación directamente por las precipitaciones en un determinado lugar o en zonas geográficas con un relieve de topografía plana (llanuras de inundación).		Escasa o nula probabilidad de ocurrencia de incendios forestales.
Baja	Son aquellas zonas propensas a inundarse por desbordamientos de los ríos originados por eventos hidrometeorológicos extraordinarios (cuya frecuencia es baja), las mismas que cubren las terrazas altas y los niveles medios y altos de la llanura. Estas zonas están ubicadas en las partes adyacentes de los márgenes de los ríos generalmente en pendientes del 12 al 25 %, que en determinados lugares pueden tener pendientes hasta el 40 % (pie de monte). También corresponden a zonas que tienen suelos de textura fina y media localizadas en pendientes del 5% al 12%, que se anegan solo por la presencia de precipitaciones con intensidades excepcionales.	Estas áreas se caracterizan por presentar pendientes muy suave a suave, es decir no mayores al 12 %, y superficies de terreno con condiciones geológicamente estables aún ante la presencia de fenómenos intensos y extensos como las precipitaciones. En estas zonas puede producirse solifluxión del material.	Incendios forestales pueden ocurrir bajo comportamiento natural anómalo muy puntual.
Media	Son zonas propensas a inundaciones tanto pluviales (por anegamiento) como fluviales (por desbordamiento de los ríos), generadas por precipitaciones fuertes o extraordinarias, con (frecuencias medias o bajas) que cubren las terrazas medias, bancos, diques aluviales y llanura antigua de deposición, localizados en pendientes del 5 al 12 % en suelos de textura fina y muy fina o en zonas con suelos de textura media a gruesa ubicados en pendientes menores al 5%.	Estas superficies se caracterizan por presentar pendientes de terreno media a media a fuerte, es decir no mayores al 40%, corresponden a materiales muy poco fracturados, medianamente meteorizados. Se evidencian procesos erosivos de baja intensidad; predominan procesos de reptación. El material se desestabiliza tras actuaciones naturales muy intensas y/o extensas, así como a la acción de las precipitaciones en la zona.	Ocurrencia de incendios forestales responde a la ciclicidad normal de convergencia de variables naturales asociadas.
Alta	Son aquellas zonas en donde la inundación pluvial de cualquier frecuencia (baja, media, alta) produce anegamientos en los depósitos fluvio-marinos (manglares, salitrales), basines, valles indiferenciados, cauces abandonados, terrazas bajas, sectores más bajos de la llanura (llanura ondulada) y en zonas con suelos de textura fina o muy fina con pendientes menores al 5 %. En forma general, son inundaciones cíclicas, ocurren todos los años en la época lluviosa.	Corresponde a zonas en donde las condiciones del terreno se caracterizan por la presencia de rocas meteorizadas, fracturadas, en donde existe escasa cobertura vegetal, estas superficies presentan suelos poco cohesivos, poco compactos. La zona está marcada por procesos erosivos causados especialmente por acción hídrica; además existe evidencia de la influencia tectónica local y regional. Comprenden zonas con pendientes media a fuerte hasta fuerte, es decir no supera el 70 %.	Todas las condiciones estáticas necesarias para la ocurrencia de incendios forestales.
Muy alta		Corresponde a zonas que se caracterizan por la presencia de rocas muy meteorizadas, muy fracturadas, no existe cobertura vegetal, se evidencia cambios en el uso del suelo (actividad entrópica), estas superficies presentan suelos poco cohesivos, poco compactos. La zona está marcada por procesos erosivos causados especialmente por acción hídrica y la influencia tectónica local y regional. Comprenden zonas con pendientes muy fuertes a escarpada, es decir supera el 100 %.	Todas las condiciones estáticas suficientes para la ocurrencia de incendios forestales. procesos de ignición latentes.

En el caso del riesgo Incendios forestales, se empleó (Gestión de la Información y Análisis de Riesgos & Subsecretaría, 2019), en donde se presentan variables de entrada para identificar espacialmente áreas con niveles de susceptibilidad y propensas a ocurrir incendios forestales . Así mismo se valora la aptitud para favorecer la ocurrencia y desarrollo de fases posteriores previas al inicio de una combustión sostenida. Los resultados de la caracterización de susceptibilidad al riesgo incendios forestales conforme el documento de los 5 niveles se los presenta en la Tabla No. 2.

Se identificaron las zonas vulnerables a eventos HILP, mediante superposición de mapas de riesgo y la información disponible del sistema eléctrico en formato GIS de la empresa distribuidora. Para el análisis se utiliza la topología del sistema de subtransmisión y distribución con corte a diciembre de 2021 (Wang et al., 2021).

Los eventos HILP considerados para el estudio fueron: incendios forestales, inundaciones, deslaves (movimientos de masa) y terremotos, en la Tabla No. 3 se indica los pesos asignados a cada tipo de evento considerado en la determinación de los mapas de riesgo y los pesos para la aplicación de la matriz WLC descrita en la Ecuación (3).

El análisis de idoneidad basado en GIS-MCDA implica tres conceptos principales:

1. Ponderación de los criterios
2. Función de valor (estandarización)
3. Reglas de combinación

Para el primero se ha seleccionado como criterios los eventos HILP cuya ponderación se describe en la Tabla No. 2. Para el segundo concepto, la estandarización se la obtiene mediante la aplicación de uno de los métodos indicados en (Kumar et al., 2017) (Modelo de suma ponderada-WSM, Modelo de producto

ponderado-WPM, ELECTRE, TOPSIS, MAUT, PROMETHEE, VIKOR y AHP), los mismos que emplean unidades comparables en la matriz de decisión para combinar los criterios ponderados.

Para el desarrollo de éste trabajo se utilizó éste último (AHP-Analytical Hierarchy Process), el proceso analítico jerárquico-AHP maneja el problema de indicadores múltiples estableciendo una estructura jerárquica, cuantificando el proceso jerárquico de toma de decisiones de acuerdo con las leyes del pensamiento y la psicología, combinando razonablemente las decisiones cualitativas y cuantitativas.

Y por último, la regla del modelo de combinación lineal ponderada de la Ecuación (1), que consiste en una combinación de mapas en cada localización geográfica (x_i, y_i) , donde se realiza una suma ponderada de criterios que se representa mediante un peso w_k que es un valor asignado para la evaluación del criterio k que indica su importancia en relación con otro criterio y una función de valor $v(a_{i,k})$, su formulación es:

$$V(A_i) = \sum_{k=1}^n w_k v(a_{i,k}) \quad (1)$$

Donde:

$V(A_i)$ es el valor de idoneidad total, y el subíndice “ i ” representa la i -ésima alternativa en el espacio geográfico (x,y) .

n es el criterio seleccionado

$a_{i,k}$ es el nivel del criterio k

$v(a_{i,k})$ función de score de la alternativa i en ese criterio seleccionado k .

La formulación se amplía a la Ecuación (2) en la cual se incluye el factor r_i que representa la restricción del terreno, en la cual se consideran restricciones como: área

de servicio de subestaciones contiguas, áreas sobrepuestas en redes y subestaciones, áreas de protección natural, ríos y cauces naturales, zonas de desarrollo, uso público y privadas. Donde $r=0$ es restringido y $r=1$ es uso permitido.

$$V(A_i) = \sum_{k=1}^n w_k v(a_{i,k}) \prod r_i \quad (2)$$

Para la asignación del criterio de los pesos que determinan la importancia del riesgo dentro de la metodología AHP, se utiliza el criterio denominado escala fundamental de Saaty, la cual se describe en (Zambrano-Asanza et al., 2021) y cuya escala métrica se la explica en la Tabla No. 3.

Tabla No. 3. Escala Fundamental de Saaty.

Intensidad de la importancia	Definición	Descripción
1	Igual importancia	Dos actividades contribuyen igualmente al objetivo
2	Débil	No tiene superposición de contribución
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio favorecen ligeramente una actividad sobre otra
4	Importancia más que moderada	Prevalece la experiencia y juicio
5	Importancia fuerte	La experiencia y el juicio favorecen fuertemente una actividad sobre otra
6	Importancia más que fuerte	Prevalece la experiencia y juicio
7	Importancia demostrada o de peso	Se favorece fuertemente una actividad sobre otra; su dominio demostrado en la práctica
8	Importancia extrema	La evidencia que favorece una actividad sobre otra esta en orden más alto posible de afirmación.

La matriz de combinación lineal ponderada, aplicando la formulación descrita en la Ec. (1) y la Ec. (2), más la escala fundamental Saaty para comparación entre pares, se describe a continuación:

$$C * w = \begin{bmatrix} 1 & C_{12} & \dots & C_{1n} \\ 1/C_{12} & 1 & \dots & C_{2n} \\ 1/C_{1n} & 1/C_{2n} & \dots & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \dots \\ w_n \end{bmatrix} = \lambda_{max} \quad (3)$$

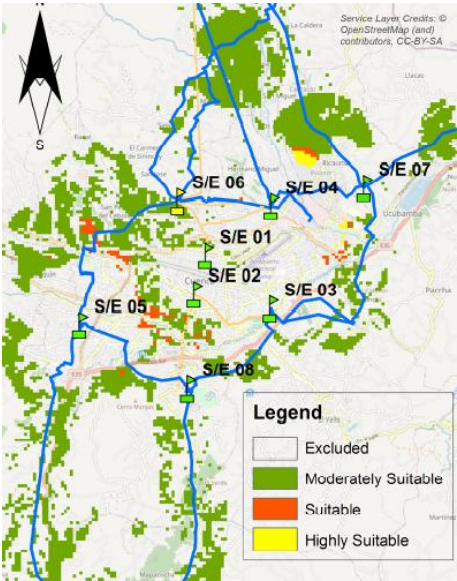
Luego para cada riesgo descrito en la Tabla No. 2 con su respectiva susceptibilidad, más la escala descrita en la Tabla No. 3, se realiza la comparación por pares. En la diagonal principal la comparación fila-columna es unitaria pues corresponde al mismo evento, mientras que para la comparación fila-columna para pares de eventos, cada uno de ellos puede tener más o menos peso que su par comparado. Es decir, la triangulación de la matriz puede tener valores directos (mayores) o inversos (menores). De esta forma se completa la matriz de comparación y se obtienen los vectores de pesos (w_i) y el vector de valores propios (λ_i).

El criterio humano en la metodología de la comparación por pares puede violar los principios de la transitividad conforme (Malczewski, J., Rinner, 2015), para ello se comprueban los criterios mediante dos índices de verificación: C_R (relación de consistencia) y C_I (índice de consistencia), la metodología se la amplía en (Zambrano-Asanza et al., 2021).

Una vez creada la matriz de combinación lineal ponderada mediante comparación entre pares, se crean los mapas de calor de riesgos en la zona de influencia. Se realizó la superposición de los datos GIS de la red eléctrica de CENTROSUR y los mapas de riesgos. Con ello se obtuvo la infraestructura afectada según el peso de los riesgos obtenidos en la matriz. Se identificaron aquellas partes de la red que son sensibles a los riesgos o que están ubicados en zonas con alta probabilidad de riesgo (WLC)

Puede ocurrir que para una misma zona eléctrica la que comprende a la vez: redes de distribución, alimentadores, subestaciones, infraestructura y transformadores de distribución; puede estar expuesta a uno o varios riesgos a la vez (inundación y deslaves, terremoto e incendio).

Las respuestas obtenidas de la superposición fueron: kilómetros de red afectada, número de transformadores fuera de servicio, subestaciones afectadas (y bloques de usuarios), con lo cual se obtuvo datos de energía no suministrada y datos para reconexiones, reconfiguraciones y tiempos de restablecimiento, que fueron utilizados para el establecimiento de las métricas de resiliencia tal como se muestra en la Figura No. 1.



(a)

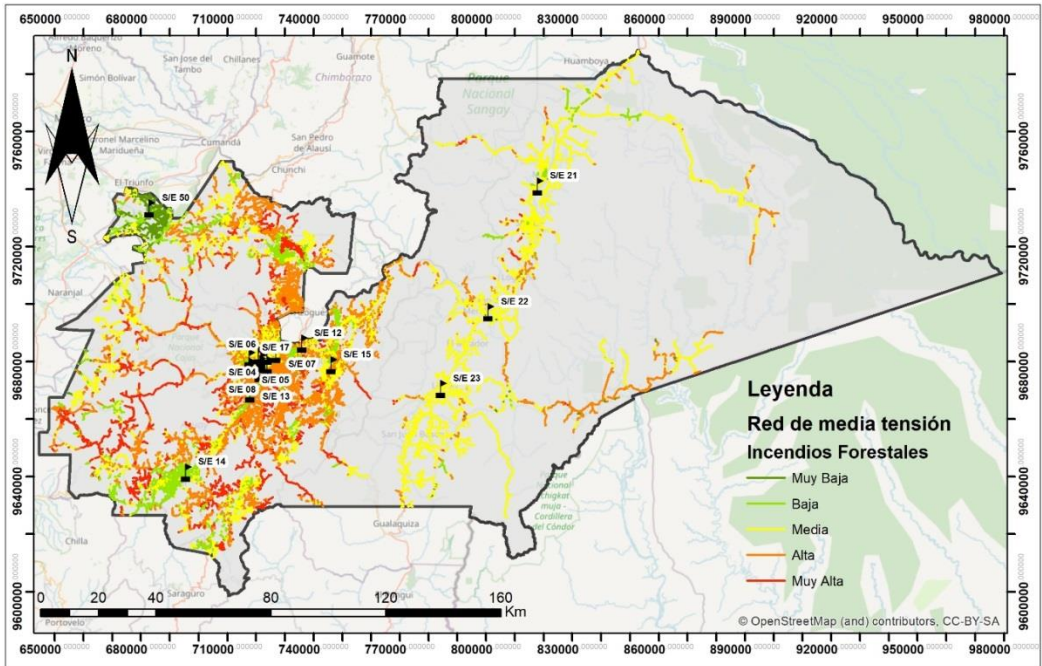


Figura No. 1: Ejemplo de infraestructura afectada, Caso subestaciones – (a) deslaves (b) incendios forestales.

A continuación, se establecieron las métricas a utilizarse para el sistema eléctrico de CENTROSUR, cuya selección se basó en la información que se puede obtener de la superposición de mapas GIS con los mapas de riesgos (Tabla No. 4), utilizando el proceso indicado en los Anexos 1, 2 y 4

Mediante el uso de las métricas de resiliencia, se definieron un conjunto de fórmulas matemáticas que permiten evaluar el desempeño y rendimiento del sistema eléctrico que ha sido sometido al evento HILP (Paredes et al., 2020). La definición adecuada de métricas para una red permitirá que esta sea utilizada en cualquier red de energía (Hossain et al., 2021).

Tabla No. 4. Métricas utilizadas para CENTROSUR.

Fuente: (Hossain et al., 2021)

<i>Métrica</i>	Operación		Infraestructura	
	<i>Formulación</i>	<i>Unidad</i>	<i>Formulación</i>	<i>Unidad</i>
Φ	$\frac{R_{pdo} - R_{0o}}{t_{ee} - t_{oe}}$	<i>MW / Hora</i>	$\frac{R_{pdi} - R_{0i}}{t_{ee} - t_{oe}}$	<i>Número de líneas fuera / hora</i>
Λ	$R_{0o} - R_{pdo}$	<i>MW</i>	$R_{0i} - R_{pdi}$	<i>Número de líneas fuera</i>
E	$t_{or} - t_{ee}$	<i>Horas</i>	$t_{ir} - t_{ee}$	<i>Horas</i>
Π	$\frac{R_{0o} - R_{pdo}}{T_{or} - t_{or}}$	<i>MW / Hora</i>	$\frac{R_{0i} - R_{pdi}}{T_{ir} - t_{ir}}$	<i>Número de líneas restauradas / hora</i>
Trapezio de Resiliencia	$\int_{t_{oe}}^{T_{or}} R_{op}(t) dt$	<i>MW x hora</i>	$\int_{t_{oe}}^{T_{ir}} R_i(t) dt$	<i>Líneas en servicio x hora</i>

La métrica Φ se evalúa mediante la estimación durante la ocurrencia del evento de la pendiente del nivel de resiliencia. Los valores de resiliencia son considerados en este caso como límites adecuados de potencia (MW) servida mediante los alimentadores, subestaciones y en general valores nominales operativos típicos del

periodo bajo estudio. La métrica Π pertenece a la fase 3 en el estado restaurativo y, tal como se indica en (Panteli, Mancarella, et al., 2017) para ésta y para las métricas analizadas más adelante; ésta corresponde a la degradación de la resiliencia para la infraestructura, definida de la misma forma que Φ , como la pendiente entre el estado ideal de infraestructura R_{oi} y el estado final de infraestructura R_{pdi} , tal como se indica en la Tabla No. 5.

La métrica Λ está definida como la degradación en el nivel de resiliencia, tanto para la operación como para la infraestructura. Es decir, el valor inicial de resiliencia, establecido como ideal, se degrada o reduce en el intervalo de tiempo t_{oe} (inicio de la ocurrencia del evento HILP) y el tiempo t_{ee} (tiempo en el que culmina el evento HILP) que sucede durante el progreso de la perturbación.

Tabla No. 5. Definición de variables para las métricas utilizadas.

Fuente: Desarrollo propio.

		Operación	Infraestructura
<i>ROo</i>	Nivel de resiliencia inicial	MW nominales Programacion demanda	Líneas-tranformadores-SE- Estructuras operativas
<i>Rpdo</i>	Nivel de resiliencia alcanzado luego del evento	MW nominales Programacion demanda esperada	Líneas-tranformadores-SE- Estructuras restauradas.
<i>toe</i>	tiempo inicial de ocurrencia del evento	horas-minutos	Hora de ocurrencia del evento
<i>tee</i>	tiempo de duracion del evento, inicio de la coordinacion de la emergencia.	horas-minutos	Tiempo duracion del evento
<i>tor tir</i>	tiempo de determinación de acciones previo a la restaruacion	horas-minutos	Tiempo estimado de restauración
<i>Tor Tir</i>	Tiempo en el que se alcanzó la restauración	horas-minutos	Tiempo real de restauracion

La métrica **E**, muestra el tiempo en el que el sistema eléctrico permanece en el estado degradado debido al evento, es decir, aún no se han efectuado acciones para su restablecimiento (coordinación para el restablecimiento del sistema luego de ocurrida la emergencia). Lo indicado puede verse en la Figura No.2.

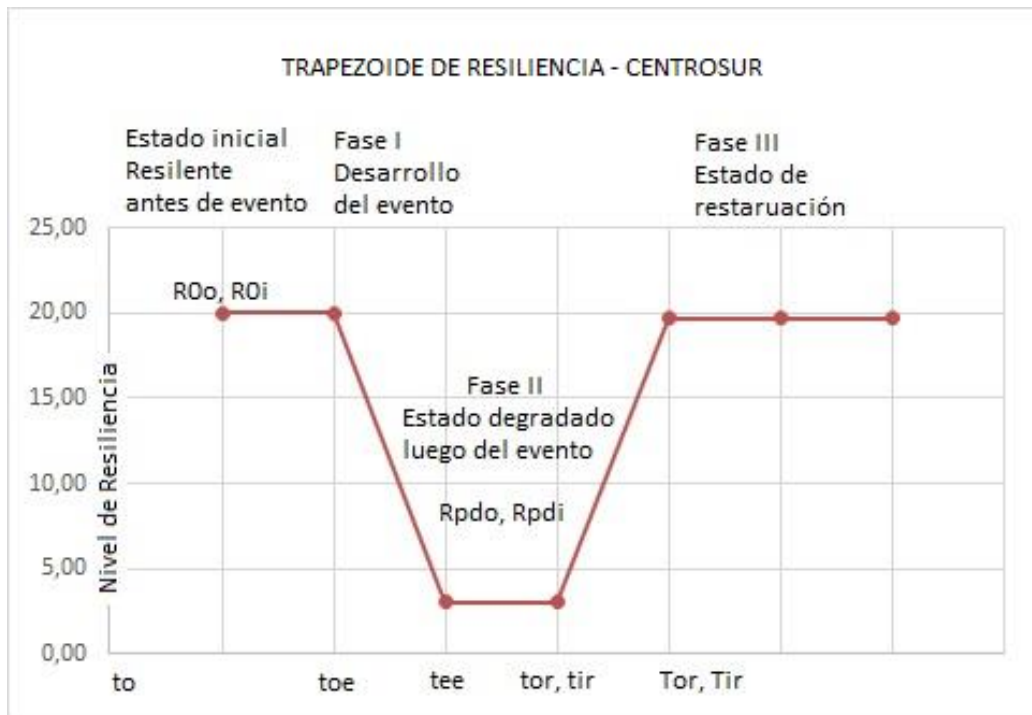


Figura No. 2: Trapecioide de resiliencia. Elaboración propia.

Con las métricas de Resiliencia, aplicando los valores reales de datos de CENTROSUR, se estableció una línea base (Caso 0) de partida para posteriormente compararlas con las acciones sugeridas que ayuden a mejorar las métricas (disminuir tiempos de respuesta, potencia de restablecimiento, km de redes para reestablecer) o aumentar métricas de rendimiento del sistema (Ciapessoni et al., 2019).

Se estableció el trapecioide de resiliencia con los datos obtenidos y para los tiempos de restauración usados como datos base. Se determinó una lista de prioridades para ordenar las distintas zonas y redes, sobre las cuales se deberá aplicar las métricas obtenidas. Las zonas se determinarían conforme su importancia en salud y atención

médica, seguridad, comunicaciones, agua potable, política, servicios básicos, industria, etc. En donde se aplicó el restablecimiento y mejoramiento de métricas.

La información obtenida se aplicará en: la identificación de zonas resilientes, la infraestructura requerida determinar parámetros de planeamiento eléctrico de la red, las necesidades de microrredes, los cambios topológicos y las prioridades para reconfiguraciones e inversiones redundantes de la red.

En las figuras No. 1, 3 y 4 se identificaron mediante los mapas obtenidos las restricciones en cuanto a la relación riesgo-infraestructura, y, en consecuencia, cómo se ve afectada la operatividad del sistema bajo el efecto de un evento HILP determinado.

A través de la clasificación realizada de la susceptibilidad al riesgo, se realizó el cruce con la infraestructura, con lo cual, al aplicar las métricas indicadas para la distribuidora, se obtuvieron valores para dos infraestructuras consideradas en el ejemplo, tal como se indica en la Tabla No. 7.

Como objetivo final, se plantea propuestas para mantener el sistema dentro de la operatividad apropiada, es decir en condiciones operativas normales, consideradas conforme las reglas de la confiabilidad, que actualmente se aplican en la Centrosur.

Se plantea una visión rápida de los índices de confiabilidad utilizados por la empresa distribuidora para los ejemplos utilizados y en la discusión se plantea el análisis comparativo del alcance de los índices de confiabilidad y las métricas de resiliencia obtenidas.

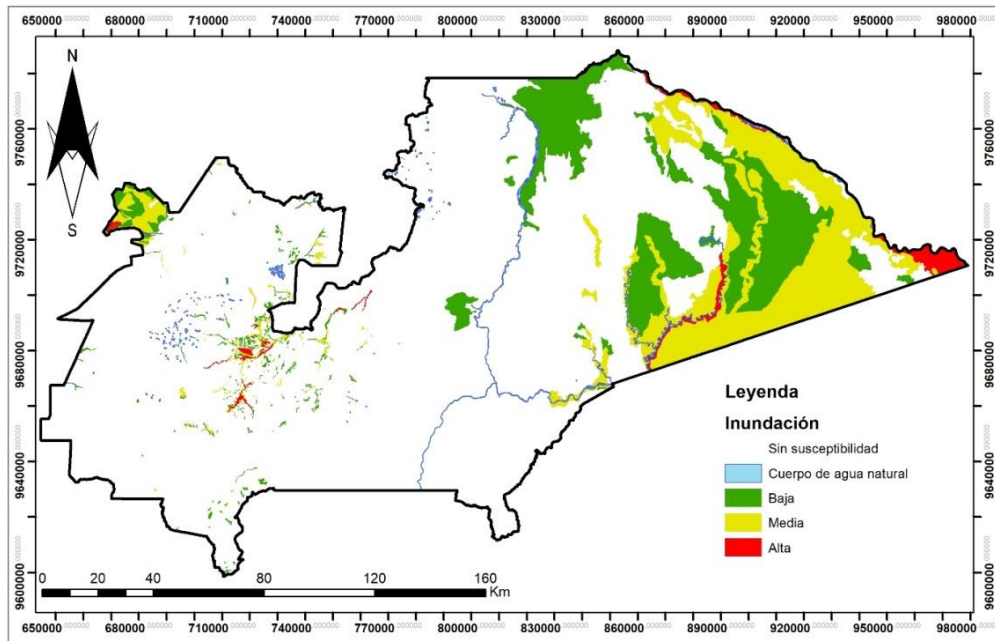
Se propone acciones correctivas y preventivas, para la infraestructura afectada por un posible evento HILP, en el caso del ejemplo analizado y de manera general para los activos afectados como subestaciones o alimentadores, así como a los

usuarios y a la energía que se deja de servir, proponiendo reconexiones, reconfiguraciones e inclusión de fuentes de energía distribuida.

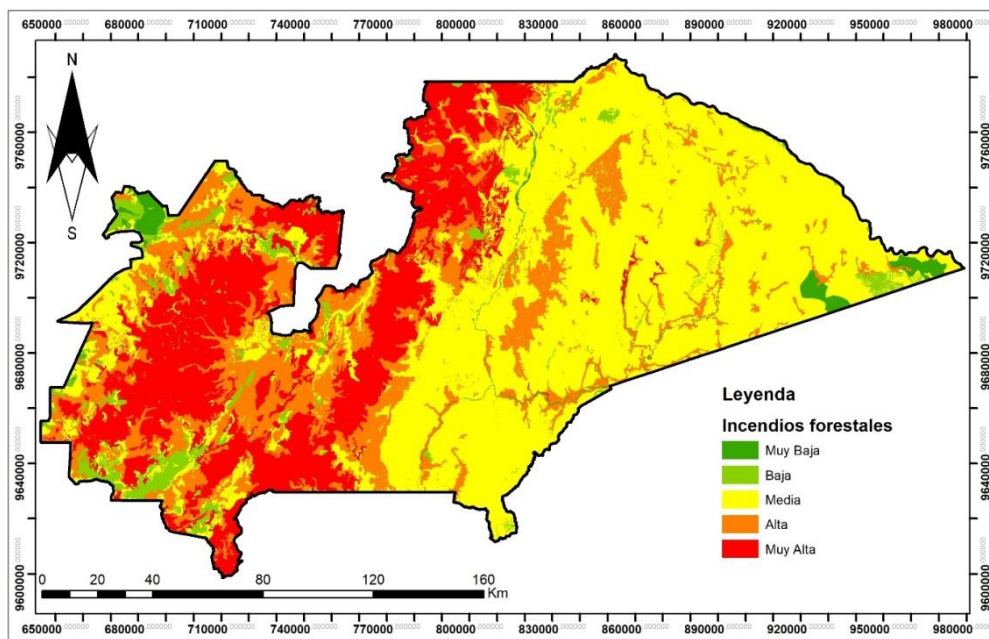
En la siguiente sección se presentan los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología indicada, los datos fueron aplicados a diferentes elementos de infraestructura de CENTROSUR.

Capítulo III. Resultados

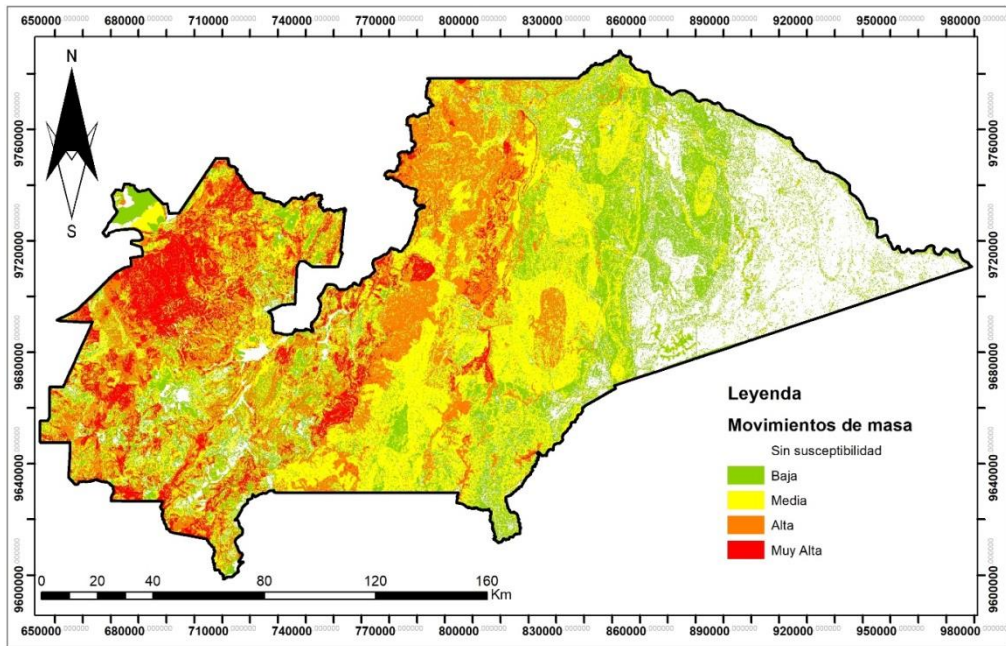
Los mapas de calor obtenidos mediante la aplicación de la metodología GIS-MCDA se indican en las Figuras No 3 y 4. En la primera de ellas se observa el resultado de aplicar la escala fundamental de Saaty, obteniendo como resultado los mapas de calor para: (a) Inundación, (b) incendios forestales y (c) movimientos de masa (Deslaves)



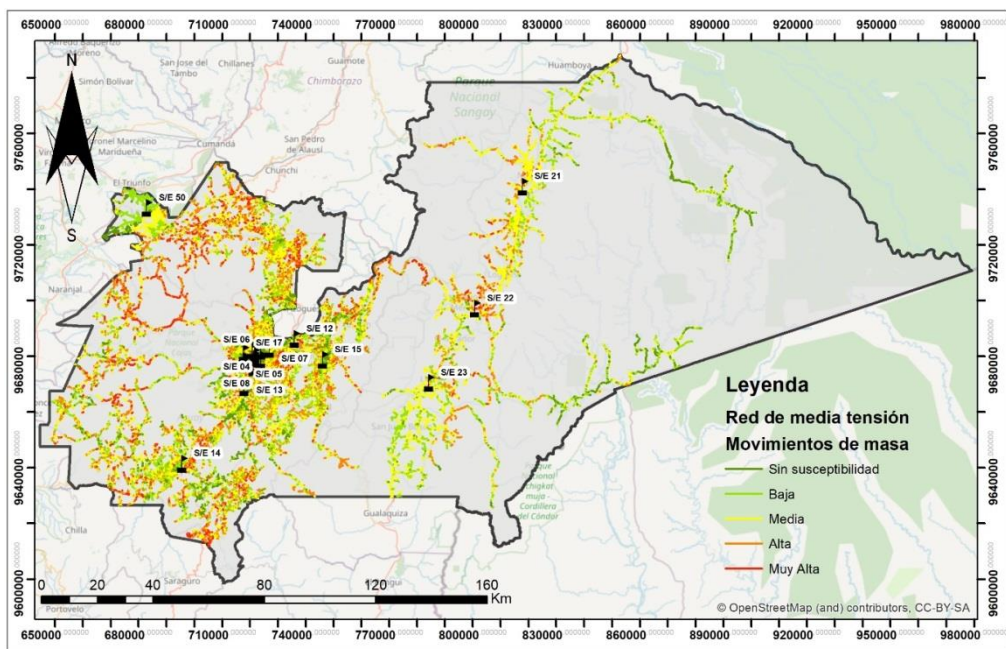
(a)



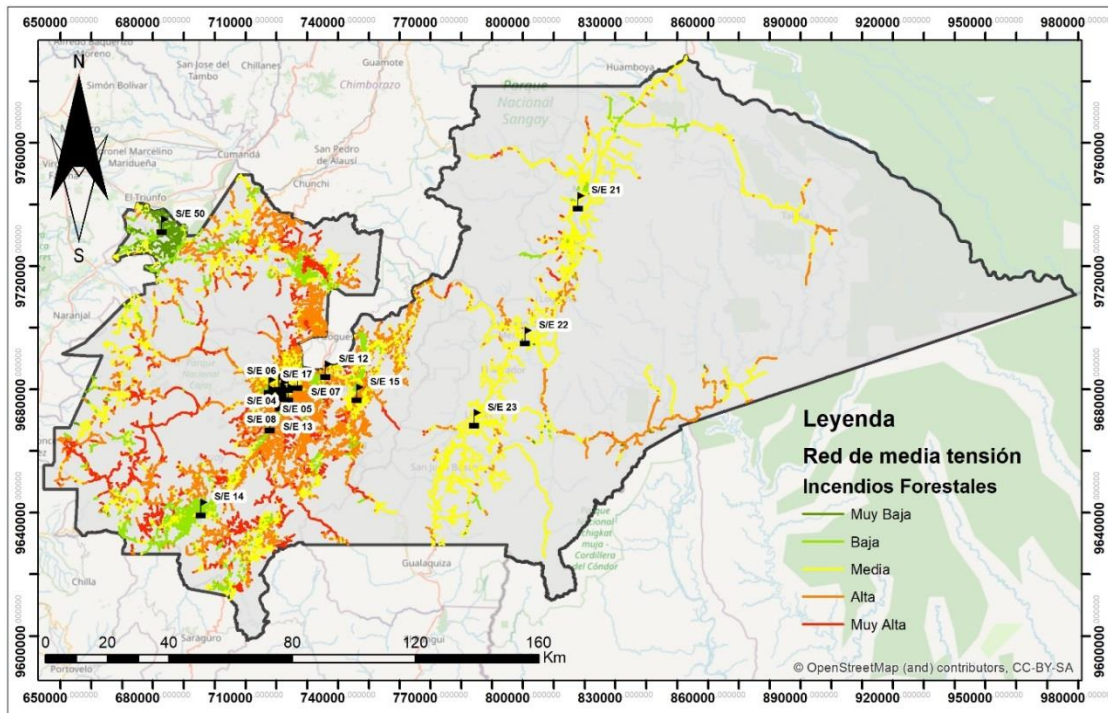
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura No.3: Mapas de riesgo obtenidos mediante aplicación de metodología GIS-MCDA.

Una vez obtenidos los mapas de riesgo para cada evento, se contrasta la información con el mapa de la infraestructura deseada. En la Figura No. 4 se puede observar el área de estudio (Concesión CENTROSUR) y la ubicación de las subestaciones comprendidas en el área urbana de Cuenca. Ésta será contrastada con cada mapa de riesgo para poder obtener las subestaciones que están susceptibles a cada evento. De esta forma se obtiene un listado de posibles afectaciones según el riesgo relacionado.

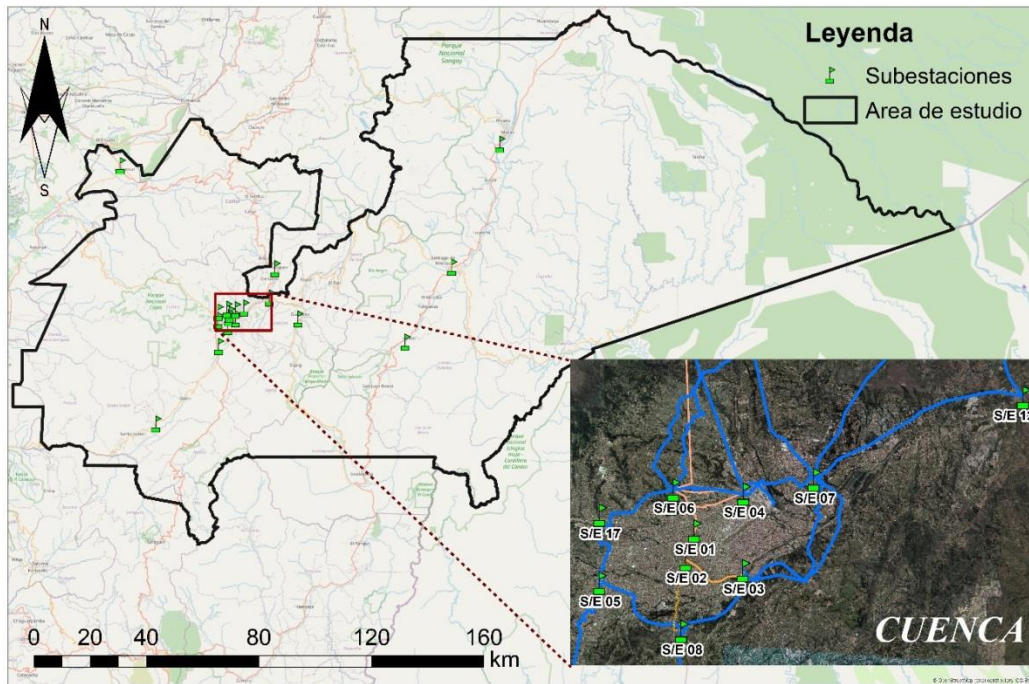


Figura No.4: Mapas de riesgo obtenidos mediante aplicación de metodología GIS-MCDA, Infraestructura Subestaciones.

En la Figura No. 1 se pudo observar el resultado del riesgo deslizamientos con el mapa de infraestructura subestaciones, las áreas marcadas de color blanco y verde, indican los sitios en donde no pueden situarse dichas infraestructuras eléctricas. Los colores naranja y amarillo indican una ubicación con menor riesgo, o lo que es lo mismo, el color determina cuales subestaciones están en zonas de susceptibles a deslizamientos, lo que se puede observar en la Tabla No. 6

Tabla No. 6. Infraestructura Subestaciones susceptible a deslizamientos.

RIESGO	INFRAESTRUCTURA	ESCALA
Deslizamientos	SE 07 Ricaurte	Moderadamente ubicada
	SE 04 Parque Industrial	Moderadamente ubicada
	SE 05 El Arenal	Excluida
	SE 08 Turi	Moderadamente ubicada

Siguiendo el mismo procedimiento para diferentes eventos catastróficos y distintos elementos de la infraestructura de la red, se aplica las métricas propuestas a

dos elementos de la infraestructura. Para la (SE03) Subestación 03-Monay se aplica las métricas operativas mientras que para el Alimentador 05210 (ALM05210) se aplican las dos métricas operativas y de infraestructura, para los eventos HILP de inundación y deslave respectivamente.

Tabla No. 7. Resultado de métricas para el Caso de ejemplo analizado.

			<i>t ocurre el evento</i>	<i>t fin del evento</i>	<i>t inicio restauración operativa</i>	<i>t inicio restauración infraestructura</i>	<i>T operatividad restaurada esperada</i>	<i>T infraestructura restaurada esperada</i>
ELEMENTO	Roo [MW]	Rpdo [MW]	toe [h]	tee [h]	tor [h]	tir [h]	Tor [h]	Tir [h]
Subestación 03	20,00	3,00	13:14	13:24	17:30	17:40	17:50	18:00
ALIMENTADOR 0510	3,67	1,22	21:09	21:15	23:16	23:19	23:20	22:22
ELEMENTO	Roi [km]	Rpdi [km]	toe [h]	tee [h]	tor [h]	tir [h]	Tor [h]	Tir [h]
ALIMENTADOR 0510	17,8	0,22	21:09	21:15	23:16	23:19	23:20	22:22
Métricas calculadas	Φ	Λ	E	Π	Categoria		Evento HILP	
Subestación 03	-2448,00	-17,00	4:06	1202,40	Operativa		Inundación	
ALIMENTADOR 0510	-588,00	-2,45	2:01	874,80	Operativa		Deslave	
ALIMENTADOR 0510	-4219,20	-17,58	2:04	-441,60	Infraestructura		Deslave	

Como se puede observarse en la Tabla No. 7 las métricas Φ y Λ representan la pendiente de degradación del estado óptimo de resiliencia, es decir el estado original considerado antes del evento. Para el caso de la subestación es una potencia de 20 MW servidos al sistema y del alimentador 05210 de 3,67 MW de cargabilidad del mismo. Suscitado el evento la subestación ha disminuido el servicio a 3 MW mientras que el alimentador se ha degradado a 1,22 MW y 0,22 km servidos. Los tiempos de duración

conforme la definición de la Tabla No. 5 se muestran en los resultados de la Tabla No. 7, para el análisis realizado la unidad de tiempo está dada en horas:minutos.

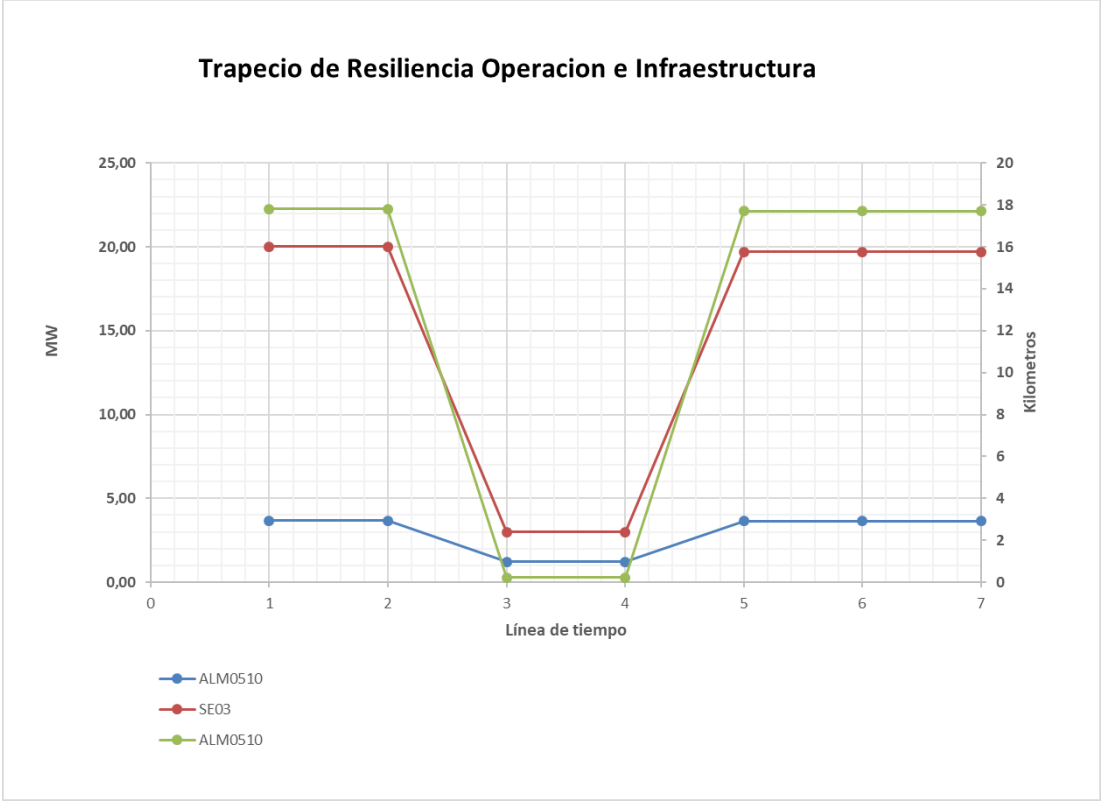


Figura No.5: Trapecio de Resiliencia para el Caso analizado.

Conforme lo indicado en la Tabla No. 8 se ha obtenido los kilómetros de redes afectadas por cada tipo de riesgo HILP.

Tabla No. 8. Infraestructura de redes afectada según tipo de riesgo.

Tramos Media Tensión Aéreo

Movimientos de Masa	1F	2F	3F	Total (km)
Sin susceptibilidad	756,81	2,42	654,12	1.413,35
Baja	1.806,61	1,72	689,18	2.497,51
Media	2.563,24	3,24	1.052,02	3.618,50
Alta	1.627,71	3,11	490,12	2.120,94
Muy Alta	566,92	1,35	193,84	762,11
	7.321,28	11,85	3.079,28	10.412,41

Incendios Forestales	1F	2F	3F	Total (km)
Muy Baja	277,66	0,02	134,20	411,89
Baja	941,14	0,68	456,67	1.398,48
Media	2.651,94	3,76	1.294,56	3.950,26
Alta	2.584,18	6,67	978,98	3.569,83
Muy Alta	866,36	0,72	214,88	1.081,96
	7.321,28	11,85	3.079,28	10.412,41

Inundaciones	1F	2F	3F	Total (km)
ALTA	84,65	0,38	222,06	307,09
MEDIA	430,60	0,17	328,01	758,78
BAJA	747,18	1,34	434,43	1.182,95
CUERPO DE AGUA NATURAL	8,80	0,00	10,46	19,26
POBLADOS-ZONA URBANA	21,60	0,81	110,72	133,13
SIN SUSCEPTIBILIDAD	6.028,45	9,16	1.973,60	8.011,21
	7.321,28	11,85	3.079,28	10.412,41

En la Figura no. 3 se puede observar los mapas de calor obtenidos mediante la metodología AHP-MCDA-GIS para subestaciones y redes de media tensión, información con la cual se estableció las métricas del caso del ejemplo analizado.

2. Discusión

Tal como se observa en la Figura No. 4, con la metodología AHP-MCDA-GIS se obtuvo un mapa en el cual se identifican los riesgos seleccionados y la infraestructura eléctrica susceptible a cada riesgo analizado. Este nuevo enfoque para clasificar el equipamiento según los riesgos a los que están expuestos, conforme la clasificación de susceptibilidad realizada, permite que sumado el aporte de la determinación de métricas de resiliencia, se pueda tener información relevante para la planificación operativa, la operación y restablecimiento ante eventos de alto impacto y la respuesta del personal de mantenimiento para mantener los índices de calidad que son de cumplimiento y sanción por parte del ente regulador del sector eléctrico del Ecuador.

Si bien las métricas obtenidas para la CENTROSUR, toman como datos tiempos de restablecimiento, duración y atención de fallas, su definición se basa en aquella encontrada en la bibliografía técnica ya revisada en secciones anteriores, y muestra como nuevas variables y definiciones, pueden indicar efectos adversos en infraestructura susceptible a eventos graves. No son métricas comparables con índices de confiabilidad, las métricas de resiliencia aplican a una acción mucho más grande a través de la cual, se podrán mantener los índices de confiabilidad, lo cuales son medidas de calidad y seguridad, por así decirlo.

En la Tabla No. 9 se muestran los valores de los índices de confiabilidad para la Subestación No. 12 de El Descanso, provocado por un evento de Inundación en abril de 2022 y del Alimentador a Marianza en marzo de 2022, eventos de alto impacto que causaron la desconexión de gran cantidad de usuarios.

Tabla No. 9. Índices Confiabilidad calculados actualmente.

Año	Zona	Mes	Alim	Kvalinst.	Nodo	Fecha Desconexión	Fecha Conexión	Potencia KVA	Falla Origen	Tiempo en Horas	Descripción de la Causa	Origen	Causa	FMIK	FMIKZ	FMIKA	TTMIK	TTMIKZ	TTMIKA
2022	Z2	abr-22	1222	8.379,50	52F12	20/4/2022 21:17	20/4/2022 21:44	8.379,50	General	0,45	Inundacion	IntNoPrg	Ambientale	0,00963	0,028122	1	0,004368	0,012756	0,453611
2022	Z2	abr-22	1522	13.919,50	52F12	20/4/2022 21:17	20/4/2022 21:44	8369,5	Ramal	0,45	Inundacion	IntNoPrg	Ambientale	0,009619	0,028088	0,601279	0,004363	0,012741	0,272747
2022	Z2	abr-22	1524	9.582,50	52F12	20/4/2022 21:17	20/4/2022 21:44	9.582,50	General	0,45	Inundacion	IntNoPrg	Ambientale	0,011013	0,032159	1	0,004995	0,014588	0,453611
2022	Z2	abr-22	1223	8.920,00	52F13	20/4/2022 21:17	21/4/2022 1:22	8840	Ramal	4,09	Inundacion	IntNoPrg	Ambientale	0,010159	0,029667	0,991031	0,041518	0,12124	4,050015
2022	Z2	abr-22	1523	16.310,00	52F13	20/4/2022 21:17	21/4/2022 1:24	16.310,00	General	4,11	Inundacion	IntNoPrg	Ambientale	0,018744	0,054737	1	0,077033	0,224953	4,109722
2022	Z1	mar-22	527	15.097,50	REC_T	27/3/2022 15:48	27/3/2022 16:51	462,5	Ramal	1,04	Deslizamiento	IntNoPrg	Ambientale	0,000533	0,001804	0,030634	0,000554	0,001874	0,031826
2022	Z1	mar-22	527	15.097,50	REC_T	27/3/2022 15:48	28/3/2022 17:36	55	Ramal	25,79	Deslizamiento	IntNoPrg	Ambientale	0,000063	0,000215	0,003643	0,001635	0,005532	0,093946
2022	Z1	mar-22	527	15.097,50	REC_T	27/3/2022 15:48	30/3/2022 16:32	3627,5	Ramal	72,73	Deslizamiento	IntNoPrg	Ambientale	0,004182	0,014149	0,240272	0,30413	1,028986	17,47428
2022	Z1	mar-22	527	15.097,50	REC_T	27/3/2022 18:10	27/3/2022 18:54	462,5	Ramal	0,72	Deslizamiento	IntNoPrg	Ambientale	0,000533	0,001804	0,030634	0,000386	0,001307	0,022193
2022	Z1	mar-22	527	15.097,50	REC_T	28/3/2022 17:23	28/3/2022 17:36	462,5	Ramal	0,21	Deslizamiento	IntNoPrg	Ambientale	0,000533	0,001804	0,030634	0,000111	0,000376	0,006382

Fuente: SIGADE-Centrosur.

La definición y el conocimiento adecuado de los indicadores mostrados en la Tabla No. 9, permitirán tener una interpretación adecuada, mientras que la facilidad y el alcance de las métricas seleccionadas para el Caso CENTROSUR de la Tabla No. 7, muestran directamente el valor en Potencia o kilómetros desatendidos o inhabilitados por evento HILP, versus los tiempos considerados de desarrollo del evento, degradación del sistema, restablecimiento y normalización del mismo, esquematizado en el Trapezoide de resiliencia.

Si se comparan los valores de los indicadores de confiabilidad con aquellos obtenidos para el ejemplo utilizado en la Tabla No. 7, se observa que no son comparables, pues los unos indican calidad del servicio e interrupciones, mientras que las métricas de resiliencia utilizan valores de infraestructura y operación, los cuales permiten tener una imagen del impacto del evento mucho más específica sobre el sistema eléctrico bajo estudio.

Los valores de las métricas obtenidas en los casos de ejemplo tienen información que sirve para visualizar la cantidad de infraestructura en kilómetros que se vería afectada en la zona del evento HILP, así como otras magnitudes tales como: Potencia, Usuarios, tiempos para restablecimiento y respuesta. Valores que deben ser mejorados y minimizados, a través de acciones correctivas.

Para el caso del Alimentador 05210, la métrica de degradación de la resiliencia en infraestructura (métrica *II*) indica que se degradaron 874,80 kilómetros de

alimentadores, con lo cual una acción correctiva propuesta sería la transferencia de la carga no servida y la reconfiguración de ciertos usuarios sensibles, ubicados en el recorrido de dicho alimentador.

Para el caso de los usuarios sensibles del alimentador 05210 dentro de dicho recorrido se tienen edificaciones tales como: Registro civil, estación central de tranvía, gasolineras de Av. Las Américas, EMOV EP, Universidad de Cuenca-Balzay, UPCs Policía Nacional, Fabricas, tal como se indica en la Figura No. 6.

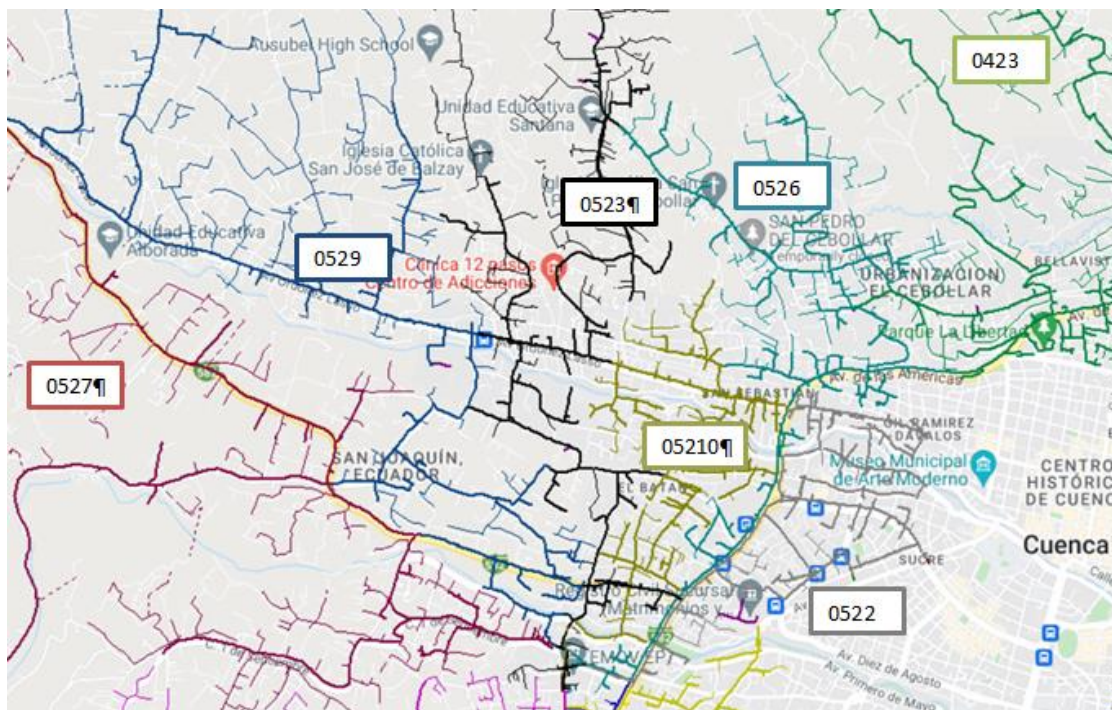


Figura No. 6: Zona de influencia del ALM 05210. Fuente SIGADE-CENTROSUR.

De igual forma, la información obtenida permite establecer criterios de planificación para la reubicación de carga, puntos de generación nuevos tales como Generación Distribuida, permitiendo que esta sea ubicada en zonas con bajo riesgo y además que ayuden para aquellas subestaciones o redes que están dentro de zonas susceptibles, tal como puede verse en la Figura No. 7 de zonas de inundación para las

subestaciones de la CENTROSUR.

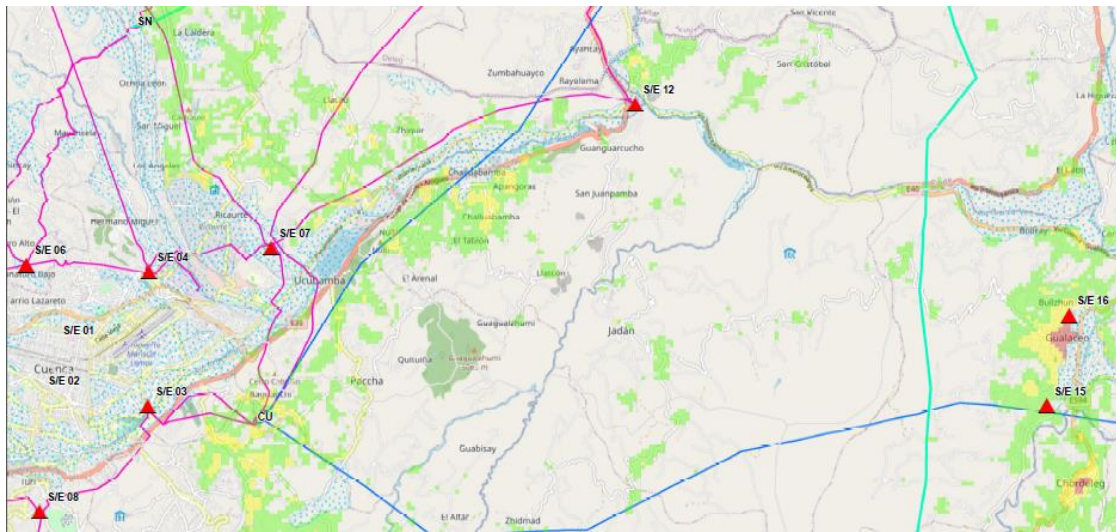


Figura No. 7: Zona de influencia de Subestaciones Centrosur.

La Tabla No. 10 indica el nivel de susceptibilidad para las subestaciones que conforman la infraestructura de la CENTROSUR. Aquí se observa que para diferentes eventos HILP existen diferentes niveles de afectación.

Tabla No. 10. Amenazas para Subestaciones.

Dirección	Voltaje Primario (kV)	Voltaje Secundario (kV)	Subestación	Inundación	Incendios	Movimiento masa
TURI- HITO CRUZ	69	22 08	Sin susceptibilidad		4 Alta	3 Media
Max Uhle y Pumapungo	69	22 03	Alta		3 Media	1 Sin susceptibilidad
Benigno Malo y Calle Larga	22	6,3 02	Poblados-zona urbana		3 Media	1 Sin susceptibilidad
Luis Cordero y Rafael Maria Arizaga	22	6,3 01	Poblados-zona urbana		3 Media	1 Sin susceptibilidad
CHAULLAYACU	69	13,8 13	Sin susceptibilidad		4 Alta	3 Media
AV. MARGINAL Y AV. 25 DE AGOSTO	69	13,8 50	Media		1 Muy Baja	2 Baja
Av. del Toril y Barrial Blanco	69	22 04	Baja		3 Media	1 Sin susceptibilidad
Tarquino Cordero y Cornelio Crespo Vega	69	22 05	Alta		2 Baja	1 Sin susceptibilidad
El Descanso	69	22 12	Media		3 Media	3 Media
El Verdillo	69	22 06	Sin susceptibilidad		4 Alta	3 Media
Molinopamba (Ricaurte)	69	22 07	Alta		3 Media	4 Alta
Lentag (Santa Isabel)	69	22 14	Sin susceptibilidad		2 Baja	2 Baja
Chiquintur (Gualaceo)	69	22 15	Sin susceptibilidad		3 Media	1 Sin susceptibilidad
Plan de Milagro (Limón)	69	13,8 23	Sin susceptibilidad		3 Media	4 Alta
Bella Union (Mendez)	69	13,8 22	Sin susceptibilidad		3 Media	3 Media
Rio Blanco (Macas)	69	13,8 21	Sin susceptibilidad		3 Media	4 Alta
LOS CEREZOS	69	22 17	Sin susceptibilidad		4 Alta	3 Media

Fuente: DIPLA. CENTROSUR.

En la siguiente sección se establecen las conclusiones y recomendaciones para futuros trabajos que complementen la investigación efectuada.

3. Conclusiones

Utilizando herramientas de georreferenciación e información disponible en los organismos de control de riesgos nacionales, se ha podido levantar mapas georreferenciados de áreas dentro de la zona de concesión de la Centrosur, para identificar zonas vulnerables de acuerdo a la clasificación de susceptibilidad establecida como recomendación por dichos organismos estatales.

Se ha elaborado una clasificación de eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP) para el área de concesión de la Centrosur, los cuales se basaron en eventos catastróficos que han sucedido con mayor frecuencia en la zona del Austro durante los últimos años y que han tenido repercusión en la infraestructura de la empresa distribuidora.

Utilizando la metodología AHP-MCDA-GIS se elaboraron mapas de susceptibilidad a riesgos HILP en los cuales se ve afectada la infraestructura eléctrica de la Centrosur.

En base a criterios de riesgo, infraestructura, demanda, topología, se seleccionaron métricas de resiliencia aplicables para la empresa de distribución Centrosur, mediante las cuales se evalúa la capacidad de resiliencia de la empresa a ciertos eventos naturales catastróficos: terremotos o movimientos de masa, inundaciones, incendios forestales.

Las métricas seleccionadas para Centrosur establecen infraestructura afectada en km y potencia no servida en MW, para subestaciones y redes de media tensión, las cuales fueron obtenidas mediante información GIS y aplicación de la formulación de las métricas.

Se establece un punto de partida para las acciones correctivas a establecerse como

parte del restablecimiento de carga no servida, se puede complementar el trabajo mediante el análisis de flujos de potencia y confiabilidad.

Los indicadores de confiabilidad utilizados, permiten establecer niveles de calidad del servicio ante fallas puntuales y secciones de infraestructura que puede ser atendida de manera oportuna para mantener dichos índices dentro de los límites establecidos bajo la normativa nacional.

Los valores de las métricas establecen potencia de subestaciones y redes de media tensión, así como longitud de redes que son afectadas ante un evento HILP, mediante los cuales se deben realizar acciones de reposición, reconfiguración o ingreso de generación auxiliar, para disminuir la degradación del evento y restaurarlo a sus condiciones normales en el menor tiempo posible, para lo cual se establecen acciones previas denominadas acciones correctivas, tal como se los realiza en el análisis de riesgos para desastres naturales.

El trabajo presentado es el punto de partida para futuros trabajos mediante los cuales, se puede ampliar las métricas, ampliar la infraestructura sensible, incluir en el análisis simulaciones de redes y contingencias, con lo cual se puede tener más detalle del evento y su efecto en la red, así como encontrar más soluciones y acciones preventivas para mantener la infraestructura en un estado de resiliencia continua.

Bibliografía

- Accenture Consultant Research. (2020). De la confiabilidad a la Resiliencia. Enfrentando los desafíos del clima extremo. *Technical Research*, 1–40. www.accenture.com/research
- Bill, M. (2013). *GIS for enhanced electric utility performance* (1st ed.). Artech House. www.artechhouse.com
- Braun, M., Hachmann, C., & Haack, J. (2020). Blackouts, Restoration, and Islanding. A system Resilience Perspective. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(4), 54–63.
- CENTROSUR. (2021). *Boletín CENTROSUR*. <https://www.centrosur.gob.ec/centrosur-informa-a-los-usuarios-del-servicio-electrico-de-los-cantones-paute-sevilla-de-oro-gualaceo-chordeleg-y-sigsig/>
- CEPAL. (2020). La resiliencia de los servicios de infraestructura en América Latina y el Caribe: un abordaje inicial. *Comisión Económica Para América Latina y El Caribe*, 374(6), 1–16. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/45328/1/S1901144_es.pdf
- Chi, Y., Xu, Y., Hu, C., & Feng, S. (2018). A State-of-the-Art Literature Survey of Power Distribution System Resilience Assessment. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, I(3), 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586495>
- Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., Panteli, M., Harte, M. Van, & Mak, C. (2019). Defining Power System Resilience. *ELECTRA NO.306 Reference Paper*, 306, 32–34. https://www.cigre.org/article/GB/news/the_latest_news/defining-power-system-resilience
- Danish, M. S. S., Matayoshi, H., Howlader, H. R., Chakraborty, S., Mandal, P., & Senjyu, T. (2019). Microgrid Planning and Design: Resilience to Sustainability. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia, GTD Asia 2019*, 253–258. <https://doi.org/10.1109/GTDAAsia.2019.8716010>
- Dedekind, K., & Schwaegerl, C. (2022). Resilience considerations with increased Distributed Energy Resource (DER) integration. *ELECTRA , Technology E2E*, 320(February), 1–4.
- Doorga, J. R. S., Magerl, L., Bunwaree, P., Zhao, J., Watkins, S., Staub, C. G., Rughooputh, S. D. D. V., Cunden, T. S. M., Lollchund, R., & Boojhawon, R.

- (2022). GIS-based multi-criteria modelling of flood risk susceptibility in Port Louis, Mauritius: Towards resilient flood management. *International Journal of Disaster Risk Reduction*, 67(11), 2212–2229. <https://doi.org/10.1016/j.ijdrr.2021.102683>
- El Mercurio. (2021). *El Descanso quedó bajo el agua tras el desbordamiento de los ríos Cuenca y Burgay* (p. 2). <https://elmercurio.com.ec/2021/05/18/las-lluvias-no-cesan-en-cuenca-y-provocan-nuevas-inundaciones/>
- Gestión de la Información y Análisis de Riesgos, E., & Subsecretaría, E. (2019). *Susceptibilidad a incendios forestales. Propuesta Metodológica Preliminar para Generar Mapas de Susceptibilidad Física a la Ocurrencia de Incendios Forestales*.
- Gestión Riesgos y emergencias, E. (2019). *Análisis de amenaza ante movimientos en masa. Propuesta metodológica en Ecuador continental*.
- Hossain, E., Roy, S., Mohammad, N., Nawar, N., & Dipta, D. R. (2021). Metrics and enhancement strategies for grid resilience and reliability during natural disasters. *Applied Energy*, 290(1), 1–24. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116709>
- Jiménez-Estévez, G., Navarro-Espinosa, A., & Palma-Behnke, R. (2017). Achieving Resilience at the Distribution Level. *IEEE Power & Energy Magazine*, 15(5–6), 64–73.
- Kumar, A., Sah, B., Singh, A. R., Deng, Y., He, X., Kumar, P., & Bansal, R. C. (2017). A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(6), 596–609. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.191>
- Laaksonen, H., Khajeh, H., Parthasarathy, C., Shafie-khah, M., & Hatziargyriou, N. (2021). Towards Flexible Distribution Systems: Future Adaptive Management Schemes. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(3709), 1–27. <https://doi.org/10.3390/app11083709>
- Lauby, M., & LeeVanSchaick, P. (2019). Ensuring Grid Resilience through Policy, Standards and Market Constructs. *IEEE PES General Meeting Atlanta, NERC-Potom(8)*, 1–26.
- Leite, J. B., Mantovani, J. R. S., Dokic, T., Yan, Q., Chen, P. C., & Kezunovic, M. (2019). Resiliency Assessment in Distribution Networks Using GIS-Based Predictive Risk Analytics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(6), 4249–4257. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2913090>

- MAGAP, M., Planificación y desarrollo, S., Agricultura y ganadería, M., & Defensa Nacional, M. (2015). *Memoria Técnica Zonas Susceptibles a Inundaciones. Geoinformación para la Gestión del Territorio*. (Vol. 6, Issue 1).
- Malczewski, J., Rinner, C. (2015). *Multicriteria decision analysis in geographic information science, GIS-MCDA: Methods*. (1st ed.). Springer.
- Mohammad-Amin, G., Kazemi, A., & Ghasemi, M. (2019). Distribution system resilience enhancement by microgrid formation considering distributed energy resources. *Energy*, *191*, 1–30. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116442>
- Moreno, R., Panteli, M., Mancarella, P., Rudnick, H., Lagos, T., Navarro, A., Ordoñez, F., & Araneda, J. C. (2020). From Reliability to Resilience, planning the grid against the extremes. *IEEE Power and Energy Magazine*, *18*(4), 41–53. <https://doi.org/10.1109/MPE.2020.2985439>
- NERC. (2018). Definition: Adequate Level of Reliability for the Bulk Electric System. *North American Electric Reliability Corporation-Performance Analysis Subcommittee, NERC_(March 26)*, 2–5.
- Panteli, M., & Mancarella, P. (2015). Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. *Electric Power Systems Research*, *127*, 259–270. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.012>
- Panteli, M., Mancarella, P., Trakas, D. N., Kyriakides, E., & Hatziargyriou, N. D. (2017). Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *32*(6), 4732–4742. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2664141>
- Panteli, M., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R., & Mancarella, P. (2017). Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures. *IEEE Transactions on Power Systems*, *32*(5), 3747–3757. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2641463>
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2020). Resiliencia de los sistemas electricos. *CIEEPI*, *210*(30), 1–8.
- Saltos, M., Haro, J. R., Aguirre, M., & Ortiz, D. (2022). Optimal Planning of Distributed Energy Resources for Enhancing the Electric Power Distribution System Resilience against Natural Hazards : Case on Volcanic Lahars. *Revista Técnica “Energía,” 18*(II), 13–24.
- Secretaria de Gestion de Riesgos. (2019). Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y

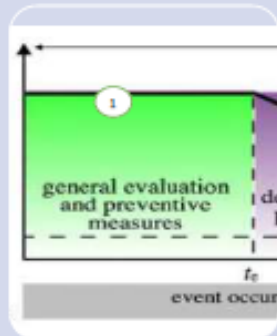
- Emergencias. In 2017. <https://srvportal.gestionderiesgos.gob.ec/portal/home/>
- Senagua. (2011). *Archivos de Información Geográfica - Sistema Nacional de Información. GIS-MCDA: Methods*. <https://sni.gob.ec/coberturas>
- Stankovic, A., & Tomsovic, K. (2018). The Definition and Quantification of Resilience. In *IEEE PES Industry Technical Support Task Force* (Issue 4). https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-publications/technical-reports/PESTR0065_04-18.html
- Taks Force Members Report, C. A. (2020). Resilience Framework , Methods , and Metrics for the Electricity Sector. In *IEEE Power and Energy Society Industry Technical Support Leadership Committee Task Force* (Issue PES-TR83 October).
- Ton, D. T., & Wang, W. T. P. (2015). A more resilient grid: The U.S. Department of Energy joins with stakeholders in an R&D plan. *IEEE Power and Energy Magazine*, 13(3), 26–34. <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397337>
- Venkateswaran V, B., Saini, D. K., & Sharma, M. (2021). Techno-economic hardening strategies to enhance distribution system resilience against earthquake. *Reliability Engineering and System Safety*, 213(4), 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2021.107682>
- Villamarín, A., Haro, R., Aguirre, M., & Ortíz, D. (2021). Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos. *Revista Técnica “Energía,”* 17(2), 18–28. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440>
- Wang, Y., Huang, T., Li, X., Tang, J., Wu, Z., Mo, Y., Xue, L., Zhou, Y., Niu, T., & Sun, S. (2021). A Resilience Assessment Framework for Distribution Systems under Typhoon Disasters. *IEEE Access*, 9(1), 155224–155233. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3128967>
- Yang, L. J., Zhao, Y., Wang, C., Gao, P., & Hao, J. H. (2019). Resilience-oriented hierarchical service restoration in distribution system considering microgrids. *IEEE Access*, 7, 152729–152743. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2948372>
- Zambrano-Asanza, S., Chumbi, W. E., Franco, J. F., & Padilha-Feltrin, A. (2021). Multicriteria Decision Analysis in Geographic Information Systems for Identifying Ideal Locations for New Substations. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 32(5), 1305–1316. <https://doi.org/10.1007/s40313-021-00738-5>

ANEXO 1: Determinación de Métricas de Resiliencia.



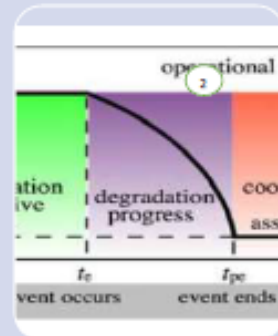
ANEXO 2: Fases de Etapa 1: Resiliencia Operacional.

FASES DE LA ETAPA 1 DE RESILIENCIA OPERACIONAL.



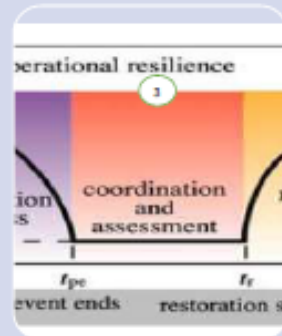
ASPECTOS A CONSIDERAR FASE 1:

- **FLEXIBILIDAD Y REDUNDANCIA DE:**
- aspectos y recursos humanos.
- recursos de energía disponibles (GD,MR,ER&ENR)
- topología de red.
- **SEGURIDAD DEL SISTEMA:**
- seguridad del sistema: SPT en SE,LT, Distribución.
- Medición de Magnitudes Operativas: OOO, DMS.
- **EVALUACIÓN GENERAL Y MEDIDAS PREVENTIVAS.**
- Áreas de afectación.
- Severidad del incidente o evento HILP.
- Formación de islas/recursos.



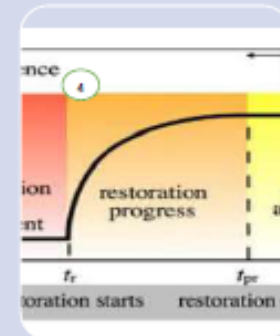
ASPECTOS A CONSIDERAR FASE 2:

- **EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LAS DIFERENTES MEDIDAS PREVENTIVAS AL OCURRIR UN EVENTO HILP.**
- Nivel final de resiliencia (R_p)
- Progreso, Duración de la perturbación e inicio de las condiciones de Coordinación para restauración.
- Degradación del sistema durante el evento.
- EAC y restauración de la Carga. Instructivos.
- Reconfiguración, topología, reasignación de carga, transferencias.
- Flexibilidad de la red, mayor o menor.



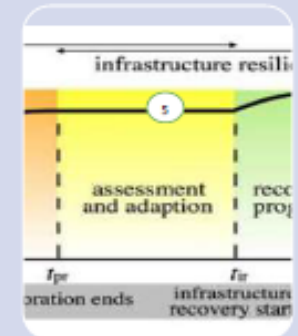
ASPECTOS A CONSIDERAR FASE 3:

- **EVALUACION Y COORDINACIÓN.**
- Evaluación de daños.
- Evaluación de reconfiguración de la red.
- Evaluación de disponibilidad de recursos (topología/fuentes).
- **INDICADORES.**
- Alivio del deficit mediante MG's.
- Restauración de la infraestructura y de la carga.
- Niveles operativos de calidad, SIN LLEGAR AÚN AL OBJETIVO .



ASPECTOS A CONSIDERAR FASE 4:

- **PROGRESO DE LA RESTAURACIÓN DEL SISTEMA.**
- Evaluación y adaptación.
- Monitoreo del avance (tiempo) del cumplimiento de las métricas adoptadas.
- % de cumplimiento de OBJETIVOS.
- tiempos.
- Acciones correctivas graduales a mediano y largo plazo segun evento y superación/salida del mismo.



ASPECTOS A CONSIDERAR FASE 5:

- **EVALUACIÓN Y ADAPTACIÓN.**
- Volver a realizar 3 y 4 hasta cumplir % Objetivo o Métrica de resiliencia operativa.
- Subir métricas con adaptaciones y acciones de mejora.
- Determinación de acciones finales previas a la restauracion total de la infraestructura
- Métricas operacionales de resiliencia. Evaluación/Objetivo/Metodología adaptiva/Información/Modelado, etc.

EVALUACIÓN DE LA RESILIENCIA - ASPECTOS A CONSIDERAR.



ANEXO 4: Evaluación de la Resiliencia Aspectos cualitativos.

EVALUACIÓN DE LA RESILIENCIA - ASPECTOS A CONSIDERAR.

ASPECTOS CUALITATIVOS

DETERMINAR LA ZONIFICACIÓN POR EVENTOS HILP

PRIORIZAR ZONAS

ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS.

INDICADORES DE PLANIFICACIÓN E INVERSIÓN

EVALUACIÓN DE ETAPAS DE LA RESILIENCIA

DETERMINAR LA ZONIFICACIÓN POR EVENTOS HILP

Mapas de Riesgos

Topología de Red

Análisis de la Demanda

PRIORIZAR ZONAS

Aspectos socio economicos

Importancia social - salud.

Servicios básicos, Salud, Seguridad, Política, Energía, Telecomunicaciones, etc.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS.

Residencial

comercial

Industrial

Seguridad

Salud

INDICADORES DE PLANIFICACIÓN E INVERSIÓN

Lista de meritos de planificacion por etapa de Resiliencia

Aspectos críticos por evento HILP

Inversion en proyectos de infraestructura.

EVALUACIÓN DE ETAPAS DE LA RESILIENCIA

Evaluación por cada etapa

Evaluación por cada evento

Evaluación por cada zona.

Evaluación por lista de prioridades

Redundancia de la red ante eventos HILP.