



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título:

MEJORA DE LA RESILIENCIA OPERATIVA DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO ANTE UNA ERUPCIÓN VOLCÁNICA
MEDIANTE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Ing. Culqui Tipán Javier Fernando

Tutor:

PhD. Ing. Diego Edmundo Ortiz Villalba

LATACUNGA –ECUADOR
2022

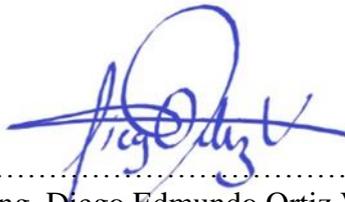
AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Mejora de la resiliencia operativa de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica” presentado por Culqui Tipán Javier Fernando, para optar por el título Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, noviembre 16, 2022

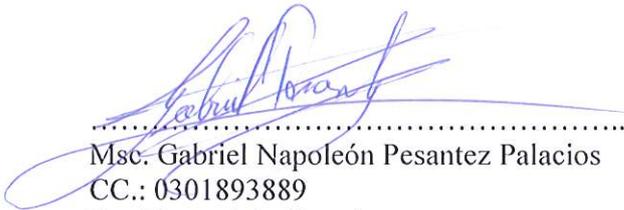


.....
PhD. Ing. Diego Edmundo Ortiz Villalba
CC.: 1803225414

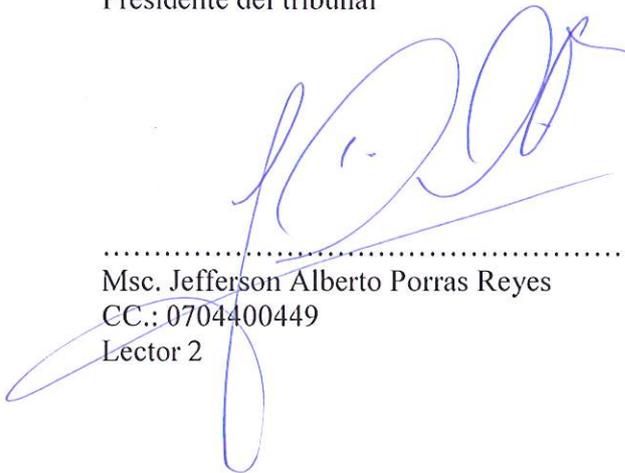
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Mejora de la resiliencia operativa de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

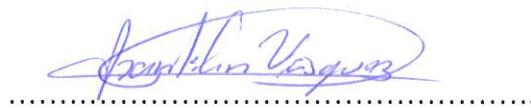
Latacunga, noviembre, 16, 2022



.....
Msc. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios
CC.: 0301893889
Presidente del tribunal



.....
Msc. Jefferson Alberto Porras Reyes
CC.: 0704400449
Léctor 2



.....
Msc. Franklin Hernán Vásquez Teneda
CC.: 1710434497
Léctor 3

DEDICATORIA

A mi familia el pilar fundamental de todos los pasos que he caminado, los que estoy caminando y los que caminaré.

Javier Fernando Culqui Tipán

AGRADECIMIENTO

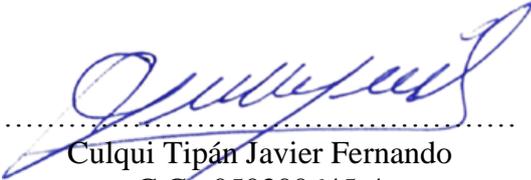
Gratitud al creador, a la vida, a mi familia y a los mentores por creer en mí, y brindarme la oportunidad de demostrarlo.

Javier Fernando Culqui Tipán

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, noviembre, 16, 2022



.....
Culqui Tipán Javier Fernando
C.C.: 050300645-4

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, no cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, noviembre, 16, 2022



.....
Javier Fernando Culqui Tipán
C.C.: 050300645-4

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: “Mejora de la resiliencia operativa de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica”, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, noviembre, 16, 2022



.....
Gabriel Napoleón Pesantez Palacios
CC.: 0301893889

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Título: Mejora de la resiliencia operativa de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica.

Autor: Ing. Culqui Tipán Javier Fernando

Tutor: PhD. Diego Edmundo Ortiz Villalba

RESUMEN

Los eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia (HILP), como los desastres naturales, han convertido a los sistemas de distribución de energía (PDS) cada vez más vulnerables. La capacidad de los PDS para resistir eficazmente estos eventos HILP y permitir al mismo tiempo una pronta recuperación y restablecimiento del estado normal se interpreta como resiliencia. La presente propone un marco metodológico y el desarrollo de una herramienta computacional para identificar el dimensionamiento y ubicación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) así como de interruptores de potencia en los PDS, esto con la finalidad de mejorar la resiliencia de los PDS frente al impacto de un evento exógeno, en este caso particular de lahares que aparecen como producto de una erupción volcánica concentrándose en la reducción de la energía no suministrada (ENS) mientras los PDS se recuperan. Los resultados alcanzados, muestran que la propuesta puede ser usada para mejorar la resiliencia de los PDS frente a eventos exógenos, por medio de la inversión de BESS e interruptores para poder conservar el suministro de energía eléctrica en cargas prioritarias de servicios como: hospitales, albergues, policía, etc., bajo el criterio de gestión de la demanda.

PALABRAS CLAVE: Resiliencia, gestión de la demanda, sistemas de distribución, interruptores, BESS, energía no suministrada, erupción volcánica.

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Topic: “To improve an electric distribution system operational resilience before a volcanic eruption, through electric demand management”.

Author:

Culqui Tipán Javier Fernando

Tutor:

PhD. Diego Edmundo Ortiz Villalba

ABSTRACT

High impact and low probability (HILP) events, such as natural disasters, they have converted into to the energy distribution systems (PDS) more and more vulnerable. The PDSs capacity to effectively resist these HILP events, and to allow at the same time early recovery and normal status restoration is interpreted as resilience. The current paper proposes a methodological framework and the a computational tool development for identifying the battery energy storage systems (BESS) size and location, as well as power switches into PDSs, in order to improve the PDS resilience against an exogenous event impact, in this case, lahars, which appear as a volcanic eruption product, concentrating on the energy reduction not supplied (ENS), while the PDS recover. The achieved results, they show, what the proposal can be used to improve the PDS resilience against exogenous events, for means the BESS investment and switches for being able to conserve the electrical energy supply into services priority loads, such as: hospitals, shelters, police, etc., under the demand management criteria.

KEYWORDS: Resilience, demand management, distribution systems, switches, BESS, ENS, volcanic eruption.

Yo, Beltrán Semblantes Marco Paúl con cédula de identidad número: 0502666514 Magister en Lingüística Aplicada a la Enseñanza del idioma Inglés como Lengua Extranjera con número de registro de la SENESCYT: 1020-2021-2354162; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “**MEJORA DE LA RESILIENCIA OPERATIVA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO ANTE UNA ERUPCIÓN VOLCÁNICA MEDIANTE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA**” de: **Culqui Tipán Javier Fernando**, aspirante a Magister en Electricidad. Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, Noviembre del 2022.

Atentamente,



CENTRO
DE IDIOMAS

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CC: 0502666514

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AVAL DEL TUTOR	ii
AVAL DEL TRIBUNAL	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	vi
RENUNCIA DE DERECHOS	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
ÍNDICE DE CONTENIDOS	xi
INDICE DE FIGURAS	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
ÍNDICE DE ANEXOS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes:...	1
Planteamiento del problema:.....	2
Formulación del problema:.....	3
Objetivo general:.....	3
Objetivos específicos:.....	3
Justificación.....	5
Hipótesis.....	6
CAPÍTULO I	7
1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA	7

1.1	Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte..	7
1.2	Fundamentación Teórica.....	8
1.2.1	Resiliencia.....	8
1.2.2	Métrica de resiliencia.....	10
1.2.3	Resiliencia operativa.....	11
1.2.4	Montecarlo.....	11
1.2.5	Flujo óptimo de potencia (OPF).....	12
1.2.6	Método DC – OPF.....	12
1.2.7	Gestión de la demanda eléctrica.....	13
1.2.8	Eventos exógenos.....	13
1.2.9	Tipos de eventos exógenos.....	14
1.2.10	Erupciones volcánicas.....	15
1.2.11	Índice de explosividad volcánica (VEI).....	15
1.2.12	Lahar.....	16
1.2.13	Presión dinámica (DP).....	16
1.2.14	Contexto ecuatoriano/HILP.....	17
1.3	Fundamentación metodológica.....	19
1.4	Tipo de investigación.....	19
1.5	Métodos de investigación.....	20
1.6	Conclusiones Capítulo I.....	21
	CAPÍTULO II	22
	2. PROPUESTA	22
2.1.	Título del proyecto.....	22
2.2.	Objetivo del proyecto.....	22
2.3.	Descripción de la propuesta.....	22

2.4.	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.	24
2.4.1	Reconocimiento evento HILP.....	24
2.4.2	Simulación Montecarlo.....	25
2.4.3	Desarrollo de la herramienta computacional.	28
2.4.4	Desempeño de la herramienta propuesta.	35
2.5	Conclusiones Capítulo II.	35
CAPÍTULO III.....		36
3. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA		36
3.1	Sistema de prueba previsto.....	36
3.1.1	Sistema a evaluar.	36
3.1.2	Tipos de cargas y elementos considerados en el análisis.....	37
3.1.3	Evaluación del sistema.....	38
a)	Sin tecnologías propuestas ni limitación presupuestaria.	41
b)	Tecnología de almacenamiento de energía BESS.	41
c)	Tecnología de Switcheo o Reconectores.	42
d)	Propuesta combinada (Switch y BESS).....	43
e)	Propuesta combinada (Switch, BESS y Budget).	43
3.1.4	Análisis de resultados.	44
3.1.5	Número BESS e Interruptores instalados post contingencia.	44
3.1.6	Energía no suministrada, costos de instalación y operación.....	45
3.1.7	Índice energético de indisponibilidad (EIU).....	47
3.1.8	Conclusiones Capitulo III.	48
CONCLUSIONES GENERALES		49
RECOMENDACIONES.....		51

ANEXOS	58
---------------------	----

INDICE DE FIGURAS

Tabla 1.1.	Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos	4
Figura 1.1.	Eventos desastrosos en los EEUU desde 1980 a 2019	8
Figura 1.2.	Fases de la resiliencia según método del trapecio	11
Figura 1.3.	Formulación generalizada OPF	12
Tabla 1.2.	Volúmenes de lahar en millones de m^3	16
Figura 1.4.	Carga lateral de una estructura para explosiones nucleares y volcánicas.....	17
Tabla 1.3.	VEI máximo de volcanes en Ecuador	17
Figura 2.1.	Metodología propuesta para la investigación.....	23
Figura 2.2.	Probabilidad estimada de fallo	26
Figura 2.3.	Curva de Vulnerabilidad postes y subestaciones	27
Figura 3.1.	Unifilar del sistema propuesto.....	36
Figura 3.2.	Sistema a evaluar con fallas	39
Figura 3.3.	Cargas sin servicio eléctrico post evento exógeno.....	40
Figura 3.4.	ENS vs Análisis de sensibilidad.....	40
Figura 3.5.	Costos instalación y operación sin tecnologías	41
Figura 3.6.	Costos de instalación y operación con BESS.....	42
Figura 3.7.	Costos de instalación e inversión con Switch	42
Figura 3.8.	Costos de instalación y operación tecnologías combinadas.....	43
Figura 3.9.	Costos de instalación y operación propuesta completa	44
Figura 3.10.	Ubicación BESS e Interruptores.....	45
Figura 3.11.	Porcentajes CI y CO	46
Figura 3.12.	Mejora del EIU	47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.	Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos	4
Tabla 1.2.	Volúmenes de lahar en millones de m^3	16
Tabla 1.3.	VEI máximo de volcanes en Ecuador	17
Tabla 2.1.	Nomenclatura consideradas en la formulación del problema de optimización.....	28
Tabla 3.1.	Elementos y simbología del modelo a evaluar	37
Tabla 3.2.	Tipo de cargas consideradas en el modelo propuesto	38
Tabla 3.3.	CI - CO por tecnología propuesta.....	38
Tabla 3.4.	Estructuras en falla luego del evento exógeno	39
Tabla 3.5.	ENS costos de instalación y operación.....	46

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1.	Detalles de demanda.....	58
Anexo 2.	Curvas de demanda	59
Anexo 3.	EIU con escenarios de sensibilidad	61

INTRODUCCIÓN

Antecedentes:

Según [1], la manifestación paulatina de una serie de eventos de tipo natural (tornados, tsunamis, terremotos, incendios forestales, erupciones volcánicas, etc.) ha provocado que la infraestructura y población mundial incrementen su vulnerabilidad ante una posible materialización de éstos fenómenos, describiendo un sin número de consecuencias que abordan lo económico y lo social.

Dentro de las consecuencias sociales, podemos citar al evento suscitado en el año de 1977 cuando toda la red eléctrica de New York colapsó por la caída de rayos sobre una subestación y líneas de transmisión eléctrica, generando sobrecargas en varios puntos de la red eléctrica y provocando en medio de la oscuridad saqueos y vandalismo por parte de los ciudadanos de aquella ciudad. En la parte económica, el congreso relacionado al clima, resiliencia y cortes del suministro eléctrico [2], analiza la interrupción del servicio eléctrico frente a tormentas y precipitaciones, y estima para el año 2012 pérdidas entre los 20 mil y 50 mil millones de dólares anuales para la economía de EEUU por la no alimentación oportuna a fábricas, empresas y sectores empresariales fundamentales para el comercio de ésta potencia mundial.

Ante estas circunstancias, en [2] se sugiere que el mejorar la condición general y la eficiencia del sistema de suministro de energía eléctrica, incrementa la resiliencia del sistema, contribuyendo a la aceleración y recuperación de cortes relacionados con la naturaleza. En este contexto, se define a la resiliencia de los sistemas eléctricos como la capacidad de un sistema de energía para recuperarse rápidamente después de un desastre o de manera más general, la capacidad que tiene un sistema para anticipar eventos extraordinarios, de alto impacto y de baja probabilidad (HILP), recuperándose rápidamente de estas perturbaciones, así como adaptando su funcionamiento y estructura a fin de estar mejor preparados para eventos similares en el futuro [14].

Planteamiento del problema:

Desde el descubrimiento de la electricidad hasta las formas más actuales de transformarla, se ha demostrado que los sistemas eléctricos forman cada día una parte indispensable del desarrollo de la sociedad. Junto con este desarrollo, se desencadena una dependencia multidisciplinaria de este servicio, particular que puede verse amenazado por diversos factores que afecten la continuidad de su suministro. Estas amenazas, identificadas como eventos de baja probabilidad y de alto impacto derivados del cambio climático y/o de los desastres naturales, generan pérdidas económicas millonarias.

En lo que se refiere al impacto sobre sectores con dependencia eléctrica muestran una serie de interacciones asociadas al colapso de equipos, sistemas, patrones de consumo, indisponibilidad de los sistemas de comunicación, desabastecimiento de agua, entre otras, afectando sectores relevantes como salud, educación y seguridad. En la infraestructura eléctrica puede alcanzar y causar daños a líneas de transmisión, distribución y subestaciones, generando insuficiente capacidad de abastecimiento y respuesta del sistema.

Aunque las medidas adoptadas por diversos países han hecho frente a este tipo de acontecimientos su tiempo de recuperación ha sido considerable, llegando a semanas e incluso meses para la recuperación del abastecimiento eléctrico. En este sentido, en [3] se hace mención a infraestructura resiliente no como aquella que nunca falla, sino aquella que tiene la capacidad de mantener el mínimo de operación del sistema en costos y tiempos razonables.

Con estas consideraciones, el desarrollo de una herramienta computacional que evalúe el impacto de un evento de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto (erupción volcánica) sobre la infraestructura de distribución eléctrica, permitirá fortalecer la operación los sistemas de distribución optimizando el uso de recursos disponibles.

Formulación del problema:

Carencia de herramientas computacionales que contribuyan a la mejora de la resiliencia operativa de los sistemas de distribución eléctrica ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica.

Objetivo general:

Desarrollar una herramienta computacional para la mejora de la resiliencia operativa de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica.

Objetivos específicos:

1. Revisar literatura técnica especializada sobre la mejora de la resiliencia de un sistema eléctrico.
2. Desarrollar un marco metodológico que permita mejorar la resiliencia de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica
3. Desarrollar una herramienta computacional que permita mejorar la resiliencia de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica.
4. Evaluar la propuesta metodológica en un sistema de distribución eléctrico de prueba

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:

Tabla 1.1. Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
1	Revisión de literatura técnica especializada	<ul style="list-style-type: none"> - Estado del arte referenciado académicamente bajo normas IEEE - Fundamentación bibliográfica de las temáticas necesarias para la investigación 	<ul style="list-style-type: none"> - Analizar literatura técnica especializada: Resiliencia, métricas de resiliencia, resiliencia operativa, método Montecarlo, Flujo óptimo de potencia (OPF), método DC-OPF, gestión de la demanda eléctrica, eventos exógenos, tipos de eventos exógenos, erupciones volcánicas índice de explosividad lahar, presión dinámica, eventos HILP - Referenciar fuentes académicas a través de gestores bibliográficos
2 y 3	Desarrollo de marco metodológico y desarrollo de herramienta computacional	<ul style="list-style-type: none"> - Curva de fragilidad de la infraestructura de un sistema de distribución eléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> - Reconocimiento del evento HILP - Simulación de Montecarlo - Formulación del modelo matemático:

		<ul style="list-style-type: none"> - Herramienta computacional que permite la evaluación de la resiliencia - Indicadores de resiliencia eléctrica 	<p>Función objetivo, ecuación de balance, modelo de tecnologías a utilizar, restricciones, indicadores resiliencia</p>
4	<p>Evaluación de herramienta computacional en un sistema de distribución eléctrico de prueba</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluación de evento HILP sobre las infraestructura del sistema de distribución seleccionado - Evaluación y análisis de la solución obtenida de la herramienta computacional - Análisis de resultados - Conclusiones y recomendaciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Seleccionar un sistema de distribución eléctrico de prueba - Evaluar el sistema seleccionado con la herramienta computacional - Resultados

Fuente: Autor

Justificación.

En el contexto mundial, los eventos HILP cada vez son más frecuentes. Así, para el año 2021 la Organización de Naciones Unidas (ONU) reporta que alrededor del mundo los desastres de tipo natural superan pérdidas económicas por sobre 280 000 MMUSD cifras muy por encima de los dos años antecesores. Esta tendencia creciente de daños a la propiedad ha motivado a la academia e industria trabajar sobre alternativas que incrementen la resiliencia de los sistemas eléctricos. En la década de los noventa la planificación de un SEP giraba bajo del criterio de

confiabilidad, descartando la ocurrencia de eventos exógenos como terremotos, erupciones volcánicas, tsunamis, incendios forestales, tornados, etc. En la actualidad, estos eventos son más recurrentes provocando que los sistemas de energía sean más propensos a que sus componentes se averíen, lo que afecta significativamente su capacidad para suministrar electricidad.

En este contexto, para enfrentar los desafíos a los que los sistemas eléctricos actuales son expuestos se requiere el desarrollo de estudios que permitan cuantificar el impacto de diversos eventos catastróficos, dada su ocurrencia aleatoria y alta complejidad. De acuerdo a estos nuevos desafíos sobre la infraestructura eléctrica, en la literatura técnica especializada se han reportado diferentes estudios ligados a la resiliencia en sistemas eléctricos ante la ocurrencia de eventos catastróficos con especial énfasis en terremotos, huracanes, incendios y tsunamis dejando de lado a las erupciones volcánicas.

De esta manera, la investigación tiene como objeto evaluar la resiliencia de un sistema de distribución eléctrico ante una de erupción volcánica; las estrategias establecidas para la toma de decisiones, los recursos para el reforzamiento de los sistemas eléctricos y la pronta restauración del servicio público de energía eléctrica ante un evento HILP. Este aporte desde la academia, pretende beneficiar a la planificación de los sistemas eléctricos a nivel distribución bajo condiciones de vulnerabilidad ante la ocurrencia de una erupción volcánica.

Hipótesis.

¿Contar con una herramienta computacional que considere a la gestión de la demanda eléctrica como apoyo en la toma de decisiones, mejorará la resiliencia operativa del sistema de distribución eléctrico ante una de erupción volcánica?

CAPÍTULO I

1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA

1.1 Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte.

Alrededor del mundo, los desastres naturales han causado hasta el 2021 pérdidas sustanciales y mayores en relación al 2020 y 2019; según datos de la Oficina para la Coordinación de Asuntos Humanitarios (OCHOA), estos desastres han destruido activos por sobre los 280 000 MMUSD [4] y el impacto a la infraestructura como consecuencia de un desastre natural toma gran importancia al momento de analizar metodologías y técnicas para su modelamiento así como los análisis usados por trabajos precedentes.

En la literatura, se hacen uso de varias técnicas de programación matemática como la heurística y la programación lineal para intentar modelar las fallas existentes sobre los sistemas eléctricos. Entre los algoritmos heurísticos se han utilizado algoritmos colonia de hormigas [5], algoritmos genéticos [6], enjambre de partículas [7], recocido simulado [8]; todos aplicados a alternativas como generación distribuida, ubicación óptima de interruptores, despacho económico de energía, optimización de costos de operación e instalación de dispositivos de control y monitoreo inteligentes, etc. Sin embargo, las técnicas matemáticas nombradas atienden contingencias tradicionales (cortes programados o de corto tiempo) dejando una brecha en lo que refiere a la atención de infraestructura eléctrica frente a eventos exógenos de alto impacto pero con poca probabilidad de ocurrencia.

La atención más exacta a este tipo de eventos, presenta alternativas de modelamiento a través de programación lineal como la búsqueda del mejoramiento de la resiliencia de sistemas de distribución por medio del uso de baterías para almacenamiento de energía [9]. O la regulación del voltaje del sistema de distribución por medio de compensadores de potencia reactiva [10]. Así como una metodología para capturar el impacto de eventos HILP y evaluar estrategias de mitigación, a través de un modelo de flujo de potencia óptimo DC (DC-OPF) [11]. También, un marco metodológico para la planificación óptima de la generación distribuida (DG) para mejorar la resiliencia en Sistemas de Distribución (PDS)

contra erupciones volcánicas centrándose en la ocurrencia de lahares en sistemas de distribución [12] y transmisión eléctrica [13].

1.2 Fundamentación Teórica.

La fundamentación teórica trata de introducir en contexto, las temáticas relevantes y necesarias para la comprensión más detallada de la problemática en estudio.

1.2.1 Resiliencia.

En los últimos años, el planeta ha sido testigo de un incremento de eventos extremos que ligados a la estadística han logrado una tasa de crecimiento del 1.3% con respecto al 2020 [4]. Estos acontecimientos han provocado repercusiones en la infraestructura general, superando su capacidad de soporte y recuperación. Por ejemplo, la cantidad promedio de desastres en los Estados Unidos entre 2014 y 2018 fue más del doble de la cantidad promedio de desastres entre 1980 y 2018. La Figura 1.1 muestra la cantidad de desastres en los Estados Unidos desde 1980 hasta 2019, lo que representa pérdidas de más de \$ 1000 MMUSD [1].

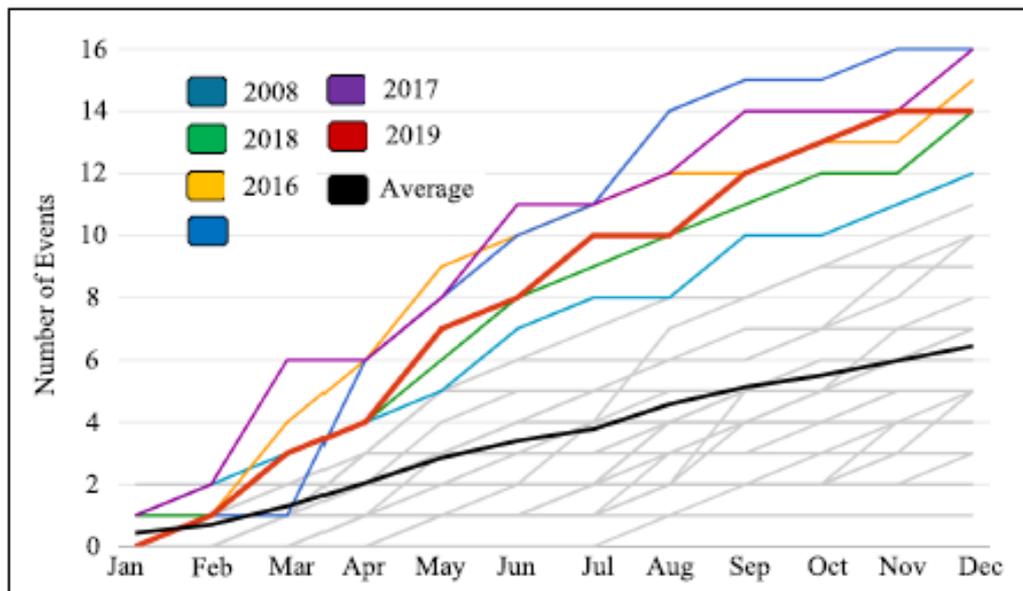


Figura 1.1. Eventos desastrosos en los EEUU desde 1980 a 2019 [1]

Bajo estas consideraciones, se torna imperativo contar con sistemas e infraestructura energética confiable y resiliente. Si bien los sistemas eléctricos de potencia siempre se han planificado bajo el criterio de seguridad N-1, el cambio climático de la mano con los desastres naturales presentan desafíos de transformar una estructura no tan fuerte a una resiliente con la capacidad de adaptación y recuperación inmediata ante eventos peligrosos [14].

El término "resiliencia" originalmente aparece en el campo de la psicología para describir la capacidad de recuperación ante un evento traumático [1]. Recientemente, se ha introducido en diversas áreas, como la infraestructura dependiente, la seguridad nacional y los sistemas eléctricos y energéticos. El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático define la resiliencia del sistema eléctrico en términos de anticipación, absorción y recuperación rápida y efectiva de eventos peligrosos[15]. En [16] la directiva de política presidencial de los Estados Unidos define la resiliencia en términos de preparación, adaptación, resistencia y recuperación rápida ante desastres.

Así también, el Consejo Asesor de Infraestructura Nacional de EE. UU. (NIAC, por sus siglas en inglés) ha definido la resiliencia del sistema de energía para prepararse y planificar, absorber, recuperar y adaptarse a eventos adversos[17]. El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) ha definido la resiliencia del sistema de energía en términos de tres elementos: prevención, recuperación y capacidad de supervivencia [18]. El Centro de Investigación de Energía del Reino Unido (UKERC) [19] ha definido la resiliencia como la capacidad de un sistema de energía para tolerar perturbaciones y continuar brindando un servicio de energía asequible a los consumidores. Según UKERC, los sistemas de energía resilientes deben ser capaces de recuperarse rápidamente y brindar alternativas rápidas para satisfacer el servicio energético en el momento de calamidades externas. En [20], la resiliencia se la define como la capacidad del sistema de potencia para resistir dentro de los parámetros aceptables y recuperarse dentro de tiempos y costos que no sean considerables. En [21] se define a la resiliencia como “la capacidad de prepararse, planificar, recuperarse y adaptarse a eventos adversos”.

A pesar de las pequeñas diferencias entre las definiciones descritas, el concepto de resiliencia en cualquier disciplina (incluida la eléctrica) puede definirse como la capacidad de un sistema para anticiparse y resistir a una perturbación lo más rápidamente posible y adaptarse para estar mejor preparado para eventos futuros [22].

1.2.2 Métrica de resiliencia.

La definición y estudio de la resiliencia, ha llamado la atención de la academia sobre todo por el incremento en la cantidad de eventos catastróficos sobre los sistemas de energía y la manera de medirlo. Por ejemplo en [23], [24] y [25] se cuantifica a la resiliencia como la relación del área entre las curvas de rendimiento real y curvas de rendimiento deseado. En [26], la resiliencia del sistema se mide como la parte de la función pre-contingencia que se ha recuperado de su estado de interrupción. Así también en [27] la resiliencia se mide como la diferencia entre la capacidad del sistema en pleno funcionamiento y la capacidad posterior a la ocurrencia del evento exógeno.

De las métricas descritas en el párrafo anterior, en [22] se propone un marco de cuantificación de la resiliencia denominado trapecio de la resiliencia, donde se intenta representar todas las fases a las que la infraestructura, incluida los sistemas de energía, podría estar sujeta durante un evento. El marco de evaluación, utiliza curvas de fragilidad para lograr obtener las probabilidades de fallo de los componentes eléctricos del sistema en función del tiempo y de las condiciones de la perturbación.

En la Figura 1.2 antes de la fase I se representa la condición pre contingencia del evento, para luego ir mostrando su degradación respecto a la condición inicial. La fase II, determina el tiempo en el que el sistema permanece en estado de fallo o sin respuesta, mientras que la fase III representa el progreso de recuperación del sistema, para finalmente mostrar su estado post-contingencia.

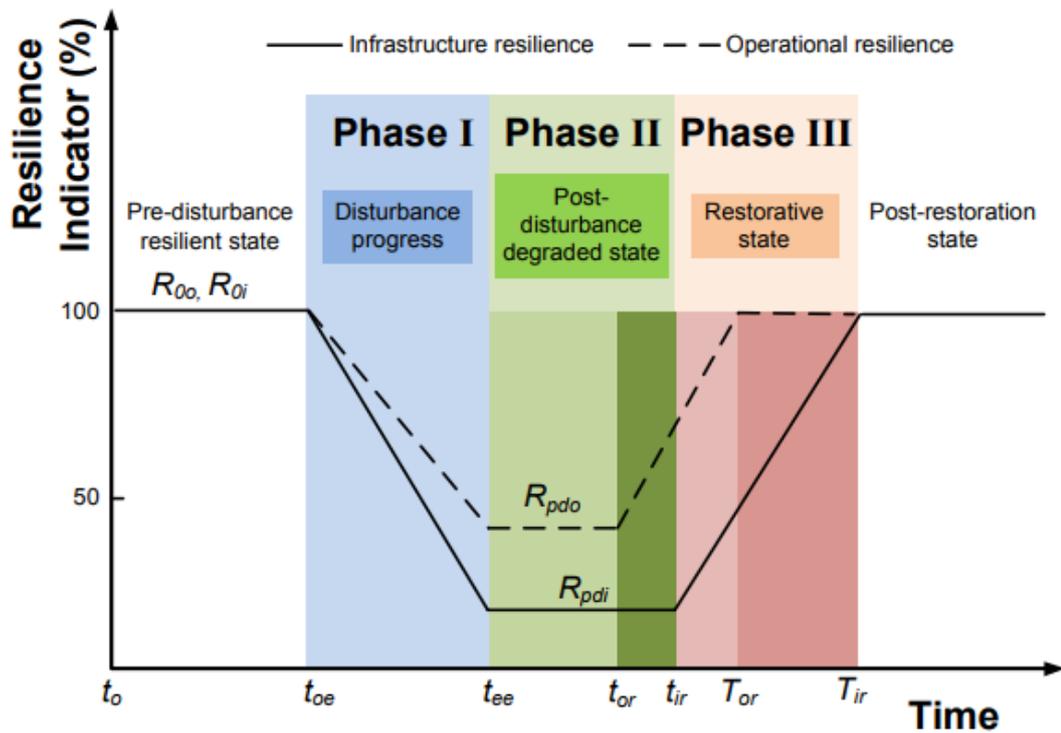


Figura 1.2. Fases de la resiliencia según método del trapecio [22]

1.2.3 Resiliencia operativa.

La resiliencia operativa, se refiere a las características que garantizan la fortaleza operativa de un sistema eléctrico, como la capacidad para garantizar el suministro ininterrumpido a los clientes o la disponibilidad de la capacidad de generación ante una catástrofe [22].

1.2.4 Montecarlo.

Es un método de simulación que permite calcular estadísticamente sucesos sujetos a variabilidad, pretendiendo imitar el comportamiento de variables reales en distintos escenarios de falla para cada elemento en análisis. Este método es aplicable a cualquier tipo de problema sea este estocástico o determinístico [28].

1.2.5 Flujo óptimo de potencia (OPF).

El flujo óptimo de potencia u OPF por sus siglas en inglés es una herramienta de análisis eléctrico que sirve de base para la planificación y operación de redes de energía eléctrica, ya sea en distribución o transporte de energía. A diferencia de un flujo de potencia convencional, que se utiliza para determinar el estado del sistema en función de la potencia consumida y generada en todos los nodos y el estado del sistema eléctrico; un OPF permite obtener los valores de ciertas variables de control que optimizan una función objetivo, cuantificando así, el valor de las variables en búsqueda bajo restricciones sujetas a la gestión del sistema eléctrico de potencia [29].

Generalmente, un OPF se expresa como un problema de optimización y/o despacho económico y se resuelven de manera simultánea. Las pérdidas totales de la red eléctrica son simplemente parte del cálculo del flujo de potencia y se reflejan en la carga de la generación en el bus de referencia, por lo que no hay necesidad de calcular específicamente las pérdidas, ya que son inherentemente una parte del flujo de potencia. Su ecuación generalizada se representa como la muestra la Figura 1.3.

$$\min \sum_{j=1}^{N_{\text{gen}}} F_j(P_{\text{gen}_j})$$

Figura 1.3. Formulación generalizada OPF [30]

1.2.6 Método DC – OPF.

El flujo óptimo de potencia de corriente directa o DC-OPF, es una aproximación de un SEP donde se convierte ecuaciones no lineales a ecuación de primer grado, un método ampliamente utilizado porque emplea una formulación lineal de solución más sencilla y rápida [29]. Este método radica en determinar el flujo de potencia sin considerar pérdidas en la línea, concentrando los resultados en los valores de potencia activa [31]. El DC-OPF como problema de optimización se lo puede formular bajo la consideración de parámetros y variables distribuidas en una función objetivo y restricciones. Este método es utilizado para la planificación,

expansión de redes, despacho económico, distribución, entre otros; para lograr analizar las diversas opciones de traspaso de flujo de potencia entre las líneas en análisis garantizando una buena aproximación al flujo de potencia AC con mucha más rapidez, fácil configuración y solución [29].

1.2.7 Gestión de la demanda eléctrica.

La demanda eléctrica puede variar de vez en cuando debido a diversos cambios repentinos como consecuencia del clima, el anormal comportamiento de la naturaleza, el crecimiento económico de una población, cortes de línea u otros factores en ciertos casos imprevistos. Este tipo de fluctuaciones pueden provocar apagones o desabastecimiento del suministro energético que las empresas eléctricas responsables de la generación y/o distribución deben controlar y gestionar.

Así, la gestión de la demanda eléctrica (GDE) refiere a la planificación e implementación de medidas destinadas a influir en un sistema energético más flexible y sostenible para de cierta manera modificar o adaptar la forma en que se consume la energía [32]. En consecuencia, la GDE puede brindar seguridad al suministro, fiabilidad al sistema, uso eficiente de la energía, optimización de recursos y sobre todo gestión en el despacho y consumo de energía [33].

1.2.8 Eventos exógenos.

Por definición, el término exógeno determina el origen de un evento ya sea por la interacción del hombre con su propio entorno o con factores ajenos a su capacidad de modificación, los desastres naturales son un claro ejemplo de esto. Varias son las definiciones de los eventos naturales pero de manera común, los podemos describir como eventos adversos con probabilidad de baja ocurrencia y peligrosidad variable que al depender de su intensidad provocan pérdidas humanas, estructurales y económicas. En [34] se define a los eventos naturales como todos los fenómenos atmosféricos, geológicos (especialmente volcánicos y sísmicos), hidrológicos y a los incendios que por su frecuencia, ubicación y severidad, tienen la capacidad de afectar de manera negativa al ser humano, a sus estructuras y actividades.

Frente a los eventos de tipo natural se asocian términos como amenaza, vulnerabilidad, riesgo y desastre. En [35] se describe a la *amenaza* como la probabilidad de que ocurra un evento potencialmente adverso en un período y área determinada; a la *vulnerabilidad* como el grado de pérdida de un elemento o grupo de elementos en riesgo debido a un posible evento catastrófico, expresado en una escala de 0, o ningún daño, a 1, o la pérdida total; al *riesgo* como el nivel de pérdida esperado debido a la ocurrencia de un evento particular en función de la amenaza y vulnerabilidad; al *desastre* como todo hecho repentino, violento e indeseado, capaz de cambiar la estructura social y económica de la comunidad, que provoca grandes daños materiales y pérdida de vidas [36].

Así, en el sector eléctrico, eventos exógenos como los naturales extremos pueden afectar a instalaciones como líneas de transmisión, distribución con mayores pérdidas de energía, problemas de funcionamiento por sobrecalentamiento y posibles daños estructurales que provocan el desabastecimiento del servicio [37].

1.2.9 Tipos de eventos exógenos.

Al reconocer a los desastres naturales como exógenos, el Plan Maestro de Electrificación 2018-2028 (PME) [38] clasifica a los eventos naturales como amenazas de tipo:

- Hidrometeorológicas
 - Inundaciones
 - Flujos de lodo
 - Sequías/Déficit Hídrico
 - Heladas
- Geológicas
 - Tsunamis
 - Erupciones volcánicas
 - Deslizamientos o movimientos de masas
- Biológicas
 - Brotes de enfermedades epidérmicas
 - Contagios de animales, plantas
 - Pandemias

1.2.10 Erupciones volcánicas.

Si bien los volcanes son perforaciones de la corteza terrestre que se manifiestan como una expresión de la dinámica interna del planeta tierra relacionada con la pérdida de calor [39], sus procesos eruptivos aportan beneficios a la sociedad: como la fertilización de los suelos; la topografía elevada para infraestructura de telecomunicaciones; recursos hídricos abundantes; un turismo lucrativo por los paisajes. Incluso ciertos volcanes también están asociados a recursos geotérmicos que los convierten en un objetivo claro de exploración e investigación científica de potencial energético. Sin embargo, existe el peligro de que un volcán produzca erupciones grandes e inesperadas (de alto impacto). Las erupciones volcánicas pueden causar la pérdida de vidas y medios de subsistencia en comunidades expuestas, así como dañar, fraccionar o interrumpir infraestructura crítica agregando estrés a entornos frágiles o robustos [39].

En [40] Toulkeridis menciona que: Las “amenazas volcánicas incluyen caída de cenizas o ceniza y proyectiles balísticos, fenómenos piroclásticos (flujos, maremotos, y explosiones dirigidas lateralmente), lahares (o flujos de lodo) flujos de lava, explosiones y emisiones de gases venenosos o corrosivos y hasta en el mar, tsunamis”. No obstante, si bien existen varias maneras de explicar la forma del cómo se producen las erupciones volcánicas y como realmente funcionan, debido a la escasez de datos, su explicación no es absoluta.

El alcance de una erupción volcánica provoca pérdidas humanas y económicas de gran magnitud, estadísticamente en América Latina y el Caribe 250 volcanes han entrado en erupción 1300 veces en los últimos 10 000 años.

1.2.11 Índice de explosividad volcánica (VEI).

El VEI por sus siglas en inglés (Volcanic Explosivity Index) se utiliza como un identificador de peligro volcánico, que permite estimar la magnitud, densidad, destructividad y poder de dispersión de una erupción volcánica [41].

Tabla 1.2. Volúmenes de lahar en millones de m^3 [41]

Escenario	VEI	Espesor (m)	Volumen Agua (millones de m^3)	Volumen Lahar (millones de m^3)
E1	1-2	1	4	12
E2	2-3	2	8	24
E3	3-4	5	20	60
E4	>4	10	40	120

Si bien el evento volcánico envuelve una serie de fenómenos propios de una erupción, el trabajo propuesto considera solamente flujo de lahares como respuesta al proceso eruptivo.

1.2.12 Lahar.

Lahar se define en [42] como un flujo rápido y saturado de agua, fragmentos de roca y de escombros que se producen en el proceso eruptivo. Este fenómeno depende de la densidad y velocidad del fluido que permiten medir su nivel de peligrosidad. La estimación de estos valores pueden obtenerse de dos formas: 1) por medio de simulaciones en programas informáticos especializados para geología o 2) por datos históricos.

1.2.13 Presión dinámica (DP).

Para definir el riesgo de las erupciones explosivas, hay que acotar tanto la probabilidad de que se produzcan eventos explosivos como los efectos, o consecuencias, de dichos eventos. Esto se precisa en [43] como los efectos de los flujos y oleadas piroclásticas, denominados "corrientes de densidad piroclástica" (PDCs) sobre edificios, elementos de infraestructura y, en cierta medida, sobre vehículos. Las PDCs imparten una fuerza lateral a dichas estructuras en forma de presión dinámica, que depende de la densidad aparente de la PDC y principalmente de la concentración de partículas y de su velocidad.

En [43] se determina que, el impacto de armas nucleares sobre infraestructuras de concreto reforzado, es similar al comportamiento de los flujos producidos por un lahar sobre elementos y estructuras después de un evento eruptivo como lo muestra la Figura 1.3.

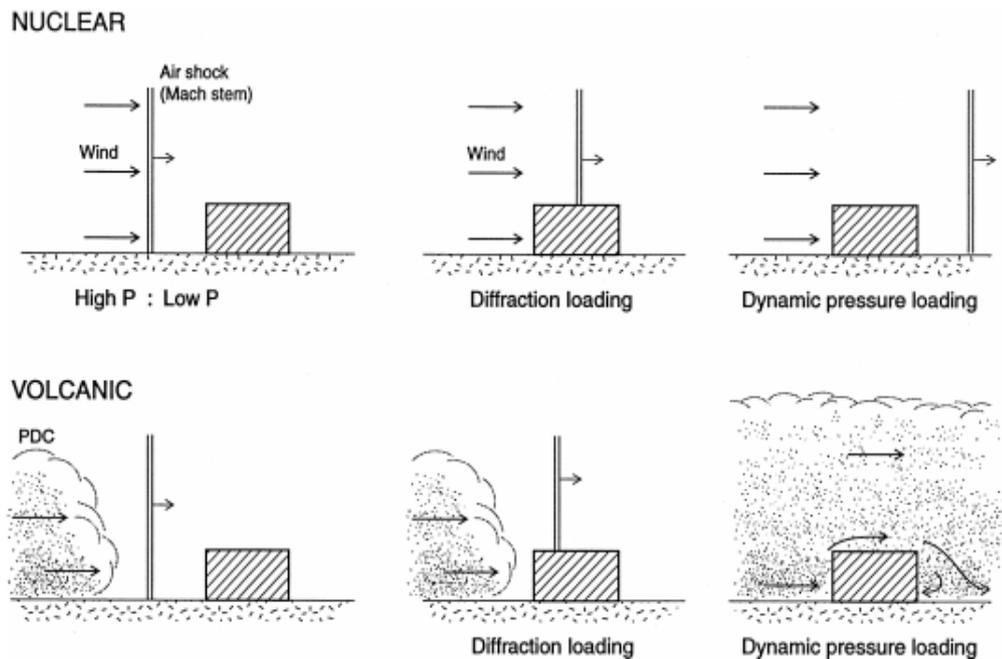


Figura 1.4. Carga lateral de una estructura para explosiones nucleares y volcánicas [43]

1.2.14 Contexto ecuatoriano/HILP.

Para el caso ecuatoriano, se consideran entre 15 y 20 volcanes con potencial activo de los cuales una tercera parte de ellos tiene un VEI máximo entre de 5-6 y uno con hasta el nivel de 7 como lo muestra la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. VEI máximo de volcanes en Ecuador [44]

Nombre	Max. VEI	Última Erupción	Fases (conocidas) activas últimos 15 000 años
Antisana	2	1802	3
Chiles	2	160,000 AC	0
Sangay	3	2013	3
Cayambe	4	1785	22

Chimborazo	4	550±150	6
Reventador	4	2013	28
Guagua Pichincha	5	2008	43
Tungurahua	5	2013	32
Cotopaxi	5-6	1942	84
Sumaco	3/6	1933?	3
Cuicocha	5-6	650 AC	4
Quilotoa	6	1797	6
Pululahua	6	290 AC	4
Chalupas	7	211,000 AC	0
Aliso	2?	2450±?AC	1?
Chacana	0	1773	4
Chachimbiro	2	3740 AC	1
Imbabura	2	5500±500 AC	1
Niñahuilca	5	320±160 AC	4
Soche	5-6	6650 AC	1

En los sistemas eléctricos, un HILP es un evento extraordinario de alto impacto social y poca probabilidad de ocurrencia, como cortes de energía (blackouts) o interrupciones eléctricas en áreas considerables. Históricamente, los eventos HILP involucran una multitud de amenazas siendo estas de naturaleza diversa, dispares y con secuencias complejas, que presentan numerosas incertidumbres a los analistas e investigadores que los estudian. Sin embargo esta baja probabilidad de ocurrencia, hacen que estos eventos generalmente no se capturen en los análisis convencionales de confiabilidad y riesgo, lo que requiere enfoques de análisis específicos [45].

De esta manera, una erupción volcánica será considerada un evento HILP para esta investigación, donde la infraestructura eléctrica constituye un eje fundamental de estudio. No obstante, si bien la integridad física de las obras de infraestructura siempre ha sido una preocupación, ya que están constantemente bajo presión debido

a su uso frecuente, los debates sobre la sostenibilidad de los servicios de infraestructura se han vuelto relevantes a medida que han surgido combinaciones de riesgos más complejas, combinadas con la creciente frecuencia y escala de grandes eventos que afectan los sistemas de transporte, energía, vivienda y los servicios de infraestructura social que impulsan el desarrollo económico de una comunidad o país [3].

1.3 Fundamentación metodológica.

Para el desarrollo de la propuesta, es necesario contar con insumos de entrada pertinentes y debido a la estocacidad de los datos hacen necesario el uso de herramientas computacionales para el procesamiento de los mismos.

1.4 Tipo de investigación.

Con la finalidad de obtener la información adecuada se utilizan técnicas de **investigación como la bibliográfica**, donde se determina los aspectos relacionados con la resiliencia, métricas de resiliencia, resiliencia operativa, gestión de la demanda, eventos exógenos, erupciones volcánicas, índice de explosividad, lahar y presión dinámica.

La **investigación exploratoria**, muestra como resultado matrices de indisponibilidad de la infraestructura de distribución eléctrica, mismas que se construyen a partir de la probabilidad calculada con el método Montecarlo y las curvas de fragilidad, determinando si el elemento está disponible o no ante los diversos escenarios posibles del evento exógeno como parte de la formulación y datos de entrada del problema de optimización.

La **investigación descriptiva** permite recopilar datos característicos de carga tipo como residencial, industrial y de servicios. Cada una de ellas con valores diferenciados en dólares por kW/h.

La **investigación aplicada** se apoya en la resolución del problema con una herramienta computacional de programación lineal llamada FICO XPRESS [46].

1.5 Métodos de investigación.

La propuesta utiliza el enfoque cuantitativo al reconocer costos de inversión, operación y de energía no suministrada como variables de decisión en la función objetivo de la herramienta computacional.

Procedimientos empleados para la obtención y análisis de la información.

- **Datos de entrada:**

La primera etapa determina el índice de explosividad volcánica (VEI) que se utiliza como un identificador de peligro volcánico, lo que permite estimar la magnitud, densidad, destructividad y poder de dispersión de una erupción volcánica. Así también, el modelo de flujo de lahar dependiente de la velocidad y densidad basadas en un VEI para calcular la presión dinámica (DP) del evento eruptivo.
- **Planteamiento y resolución del problema:**

En la etapa dos se plantea y resuelve el problema de optimización para establecer el dimensionamiento y ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) e interruptores propuestos. También, se resuelve un flujo de carga óptimo DC/OPF por su siglas en inglés Direct Current-Optimal Power Flow, incluyendo los diversos escenarios de contingencia encontrados por el método de simulación de Monte Carlo.
- **Proceso de Evaluación:**

Dentro de esta etapa se selecciona un sistema de prueba para evaluar la metodología propuesta, considerando criterios de tiempo de reposición del suministro de energía eléctrica y reducción de la energía no suministrada empleando métricas de resiliencia.

1.6 Conclusiones Capítulo I

- En todos los países del mundo, los eventos exógenos son cada vez más comunes y crecientes, presentando anualmente excesivos daños materiales que causan grandes pérdidas humanas y económicas.
- Dada la relevancia de los eventos exógenos, la resiliencia se presenta como una alternativa de análisis para el fortalecimiento de sistemas eléctricos como una rama de todo el contexto que abarca el suceso de un evento de baja probabilidad de ocurrencia pero de alto impacto (HILP).
- Este tipo de eventos HILP, pueden presentarse en el contexto ecuatoriano considerando la numerosa presencia de volcanes en el territorio; por eso es importante evaluar la resiliencia de sistemas eléctricos ante la probabilidad de ocurrencia de eventos volcánicos debido a la ubicación geográfica sobre el anillo de fuego y al alto índice de explosividad que se presentan los volcanes activos dentro del Ecuador.

CAPÍTULO II

2. PROPUESTA

2.1. Título del proyecto.

Mejora de la resiliencia operativa de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica mediante la gestión de la demanda eléctrica.

2.2. Objetivo del proyecto.

Desarrollar un marco metodológico y una herramienta computacional que permita mejorar la resiliencia de un sistema de distribución eléctrico ante una erupción volcánica.

2.3. Descripción de la propuesta.

Describe las etapas de la metodología propuesta, la misma que atiende a los objetivos planteados en la investigación. Los detalles se muestran en la Figura 2.1 y comprenden datos de entrada, planteamiento y resolución del problema y el proceso de evaluación.

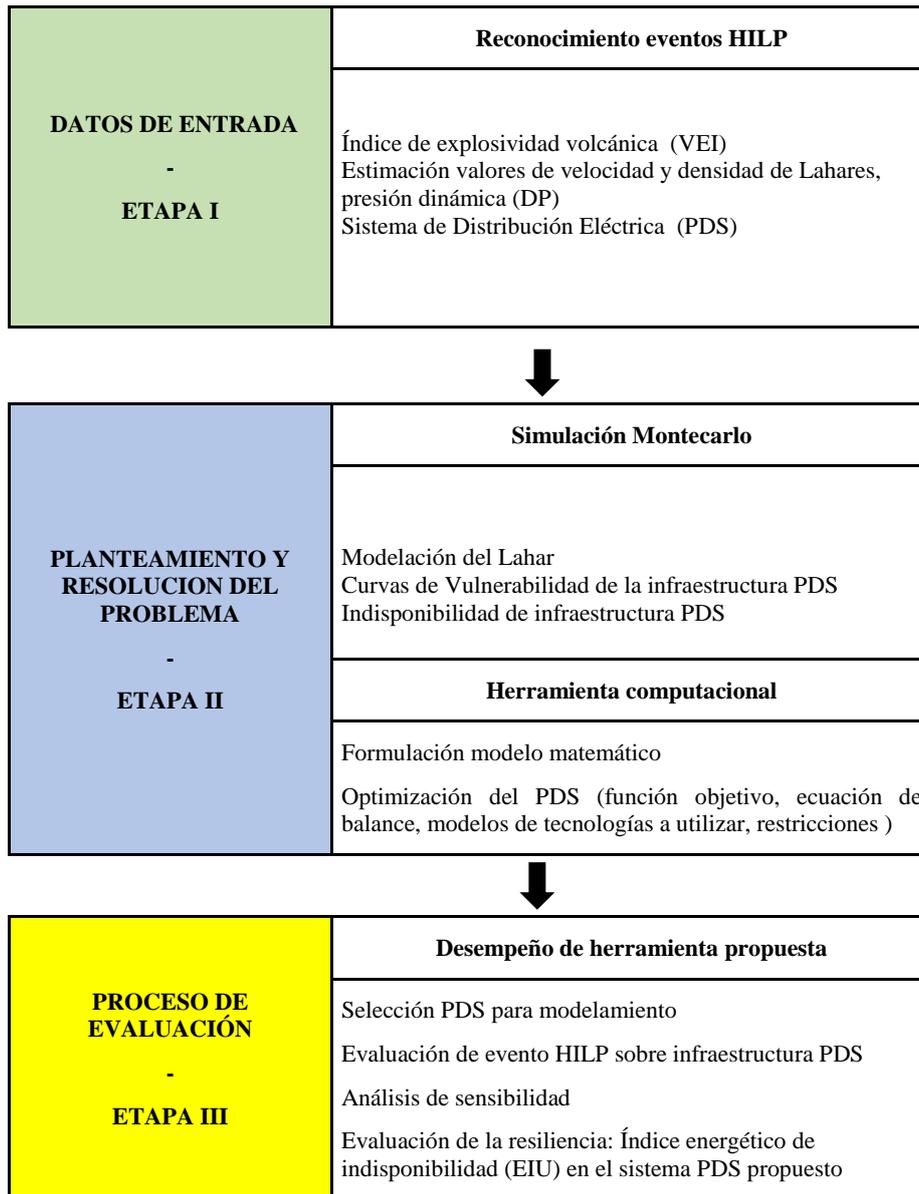


Figura 2.1. Metodología propuesta para la investigación

Etapa I, Datos de entrada: La primera etapa determina el índice de explosividad volcánica (VEI) que se utiliza como un identificador de peligro volcánico, lo que permite estimar la magnitud, densidad, destructividad y poder de dispersión de una erupción volcánica. En esta etapa se determina la presión dinámica (DP), la que depende del flujo de lahar el cual es función de velocidad y densidad del lahar, estas variables son función del VEI

Etapa II, Planteamiento y resolución del problema: En la etapa dos se plantea y resuelve el problema de optimización para establecer el dimensionamiento y ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) así como el switcheo de interruptores candidatos propuesto. También, se resuelve un flujo de carga óptimo DC/OPF por su siglas en inglés Direct Current-Optimal Power Flow, incluyendo los diversos escenarios de contingencia los que se definen por el método de simulación de Monte Carlo.

Etapa III, Proceso de Evaluación: Dentro de esta etapa se seleccionará un sistema de prueba para evaluar la metodología propuesta, considerando criterios de tiempo de reposición del suministro de energía eléctrica y reducción de la energía no suministrada así como la utilización de métricas de resiliencia.

2.4. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.

Aquí se desarrollará la metodología propuesta en los acápites anteriores.

2.4.1 Reconocimiento evento HILP.

Este acápite, desarrolla las características que permitirán reconocer un evento de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia.

a) Índice de explosividad Volcánica.

Como se mencionó en el capítulo I, el VEI es un identificador de peligro volcánico y puede ser determinado por datos históricos de eventos explosivos pasados, por institutos geográficos, así como por mapas de riesgos extendidos por la localidad o unidades a cargo de la gestión del riesgo. Esto permitirá dimensionar la cantidad de material piro plástico y de escombros como consecuencia de la erupción volcánica así como el nivel de agua que se descongela de manera casi instantánea en el momento del evento eruptivo.

b) Estimación de velocidad y densidad de lahares a través de la presión dinámica.

La DP representada en la ecuación (1) se calcula para evaluar la capacidad destructiva del lahar y depende directamente de los escenarios de contingencia del evento exógeno, está ligada a dos variables estocásticas: 1) la velocidad (V_L) y 2) la densidad (ρ_L). La ecuación (2) representa la densidad del fluido que está dado por la densidad del sólido (ρ_s) por la reología del lugar (φ_s) más la densidad del agua (ρ_{H2O}).

$$DP = \frac{1}{2} \rho_L V_L^2 \quad (1)$$

$$\rho_L = \rho_s \varphi_s + \rho_{H2O} (1 - \varphi_s) \quad (2)$$

c) Sistema de distribución eléctrica (PDS).

Para determinar el estado de fallo de los postes de distribución de energía eléctrica se establecen dos consideraciones:

- La representación de PDS toma la forma $G = (\Omega_B + \Omega_{TL})$ [47]. Donde el conjunto de buses o polos de distribución del sistema son representados por Ω_B , y el conjunto de ramas o derivaciones de la troncal por Ω_{TL} .
- La representación de curvas de vulnerabilidad (VC) sirven para determinar la probabilidad de fallo (FP) de los elementos de distribución de energía eléctrica.

2.4.2 Simulación Montecarlo.

A través de la simulación de Montecarlo tratamos de imitar el comportamiento de las variables aleatorias que involucran la ocurrencia del evento exógeno.

a) Modelación del Lahar.

Se implementa la simulación de Montecarlo (MCS), con el propósito de considerar los niveles de incertidumbre asociados a la velocidad y densidad de un lahar producto de una erupción volcánica. Ambas variables estocásticas se utilizan para

determinar la presión dinámica (DP) y ser aplicadas en la metodología propuesta en [43] la cual evalúa el impacto de los flujos piroclásticos producidos por armas nucleares sobre diferentes tipos de estructuras, incluyendo el cemento reforzado.

Dado que los postes de distribución de energía se construyen con cemento reforzado, los valores de la probabilidad de falla (PF) reportados en [43] fueron utilizados para desarrollar la curva de vulnerabilidad (VC) en nuestra propuesta.

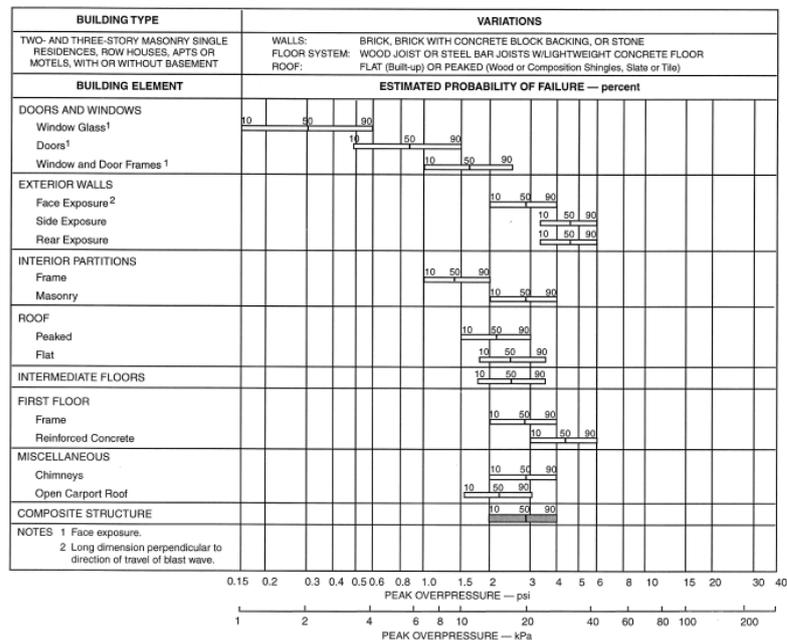


Figura 2.2. Probabilidad estimada de fallo [43]

b) Curvas de vulnerabilidad de la infraestructura.

La curva de vulnerabilidad, basados en [43] sirve como insumo para presentar la PF de la infraestructura eléctrica bajo análisis. A manera de ejemplo la Figura 2.3 muestra una curva de fragilidad de postes y subestaciones eléctricas.

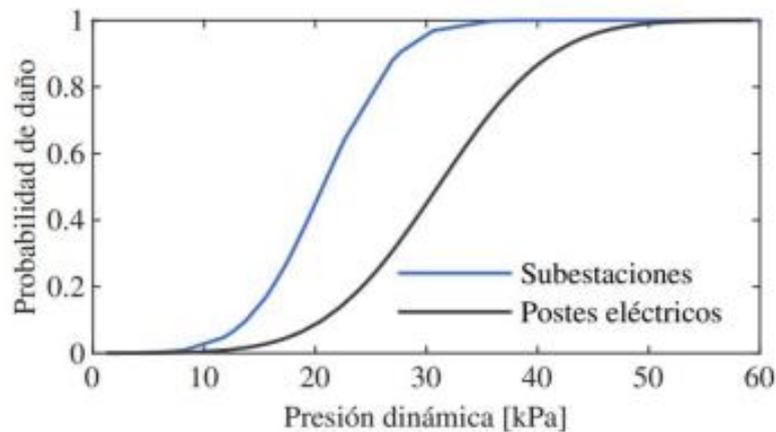


Figura 2.3. Curva de Vulnerabilidad postes y subestaciones [48]

c) Indisponibilidad de infraestructura.

Una vez que se determina la PF de cada poste de distribución en cada uno de los escenarios modelados a través de la MCS, es importante establecer condiciones que permitan obtener parámetros para realizar la planificación de la operación de interruptores así como de los sistemas de almacenamiento de energía y de esta manera poder determinar la recuperación de los componentes que se presentan ante el fallo. Estas condiciones son:

1. Si la probabilidad de fallo supera el máximo impuesto (0,5 para nuestro caso), el elemento (estructura de distribución) no estará disponible (en servicio o fuera de servicio).
2. Si el elemento posee derivaciones asociadas, cada derivación tomará el valor de la probabilidad de falla del nodo al cual está ligado, para luego repetir el supuesto 1.

Considerando que la operación de interruptores y la instalación de BESS se determinan en función de minimizar la ENS considerando cargas críticas o prioritarias tras el suceso del lahar, así como los costos de instalación y operación del sistema. Se establece que todos los nodos bajo estudio son candidatos a poseer un interruptor y/o BESS donde su capacidad de instalación total está sujeta a la potencia máxima requerida y a un presupuesto. De esta manera, los parámetros binarios y de recuperación de sistema se almacenan en un formato de matriz y se exportan a la siguiente etapa.

2.4.3 Desarrollo de la herramienta computacional.

Este apartado se encarga de detallar el desarrollo de la herramienta computacional propuesta.

a) Formulación del modelo matemático.

La operación de sistemas de distribución ante eventos HILP abarca diversas aristas como escenarios y variables de estudio las cuales complejizan su resolución. Los supuestos que fueron considerados para la formulación y resolución del problema de optimización son:

- Se modelará el impacto de lahares sobre infraestructura de distribución.
- Se utiliza un horizonte de evaluación de veinte cuatro horas luego de ocurrido el evento exógeno.
- Se considera la modelación de 100 escenarios de contingencia.
- Se define cargas prioritarias para gestionar la demanda: residenciales, industriales y cargas críticas o de servicios con un costo asociado a la ENS.
- Los flujos de potencia en el sistema de distribución son simulados utilizando DC OPF.
- Se analiza la instalación de tecnología de almacenamiento BESS como alternativa ante la ocurrencia de lahares que afecten la infraestructura de distribución.
- Se analiza la instalación de reconectores como alternativa ante la ocurrencia de lahares que afecten la infraestructura de distribución.
- Se modela una restricción de presupuesto que condiciona la solución obtenida por el problema de optimización.

Tabla 2.1. Nomenclatura consideradas en la formulación del problema de optimización

Variables	Descripción
$\varphi^{existente}$	Número de interruptores instalados existentes
π_s	Probabilidad de ocurrencia de cada escenario de falla
$\theta_{t,i,e}$	Ángulo de voltaje

X_{LT}	Reactancia de línea
$\sigma 1$	Variable binaria que determina la instalación del interruptor.
Aliment	Número de alimentadores del sistema
$C_{t,d,e}$	Carga del sistema
C_Alim	Costos de alimentadores del sistema
CI	Costo de inversión del sistema
C_interr	Costo de interruptores en USD
CO	Costo de operación del sistema
C_ENS	Costo de la energía no suministrada
C_Bess	Costo en USD/ kW de BESS instalado
C_Des_Bess	Costo de descarga del BESS
Bess_installed	Potencia de BESS instalado
BDG	Budget
E	Energía del sistema
ENS	Energía no suministrada
EENS	Energía no entregada esperada
EIU	Energy Unreliability Index
$ENS_{t,d,e}$	Matriz de energía no suministrada
f_c	Flujo en las cargas
f_E	Flujo existente de la red
FRC	Factor de recuperación del capital
$FE_{t,l,e}$	Flujo de línea de distribución existente
Fmax	Capacidad máxima de la línea de distribución existente
FO	Función Objetivo
$FI_{t,l,e}^{linea}$	Flujo en la línea para interruptores candidatos
M	Variable Big-M
NT	Horizonte de evaluación expresado en horas
Nb	Número de barras

PC_BESS	Potencia de carga del BESS
PD_BESS	Potencia de descarga del BESS
Pmax_Grid	Potencia máxima que puede ser suministrada por la subestación

Fuente: Autor

b) Función Objetivo.

La función objetivo presentada en la ecuación (3) minimiza los costos de inversión (CI) y costos de operación (CO) del sistema. La ecuación (4) muestra los costos de inversión que corresponden al horizonte de evaluación expresado en horas (NT), al factor de recuperación del capital en años (FRC), al costo de interruptores en USD (C^{interr}), al número de interruptores instalados existentes ($\varphi^{existente}$), al costo en USD/ kW de BESS instalado (C^{BESS}), y la potencia de BESS instalado ($BESS^{installed}$).

$$Min = FO = CI + CO \quad (3)$$

$$CI = NT \frac{FRC}{8760} \left[C^{interr} \sum_{e=1}^{Ninterr} \varphi^{existente} + C^{BESS} \sum_{e=1}^{NBESSC} BESS^{installed} \right] \quad (4)$$

La ecuación (5) representa los CO de los elementos del sistema sujetos a la probabilidad de ocurrencia de cada escenario de falla (π_s). Así también, la cantidad de energía no suministrada (ENS), el costo de la energía no suministrada (CENS), el número de alimentadores del sistema (Alim), el costo de los alimentadores utilizados (CALim). Además, se muestra la potencia de descarga del BESS (PD_BESS), los costos de descarga del BESS (C_{DES_BESS}) para preservar la vida útil del elemento. Cabe mencionar también que, no se considera dentro del modelo de optimización el costo de mantenimiento de los BESS e interruptores por ser insignificantes en relación a la inversión que se realiza en el sistema propuesto.

$$\begin{aligned}
CO = & \sum_{t=1}^{NT} \sum_{c=1}^{Nc} \sum_{e=1}^{Es} \pi_s(ENS_{t,c,e} CENS_c) \\
& + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{m=1}^{Nalim} \sum_{e=1}^{Es} \pi_s(Alim_{t,m,e} CAlim) \\
& + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{b=1}^{NBessC} \sum_{e=1}^{Es} \pi_s(PD_BESS_{t,b,e} C_{DES_BESS})
\end{aligned} \tag{5}$$

c) Ecuación de Balance.

La ecuación (6) representa la formulación de equilibrio del sistema en la que se considera el flujo existente de la red ($f_{E_{t,l,e}}$), el flujo en las cargas ($f_{C_{t,s,e}}$), los alimentadores del sistema ($Aliment_{t,k,e}$), los BESS con su potencia de carga ($PC_{BESS_{t,q,e}}$) y descarga ($PD_{BESS_{t,p,e}}$) así como la carga ($C_{t,d,e}$) menos la energía no suministrada ($ENS_{t,d,e}$) para evaluar la cantidad de estructura de distribución que queda de pie en el sistema.

$$\begin{aligned}
& \sum_{l=1}^{LTE} f_{E_{t,l,e}} + \sum_{s=1}^{NInterr} f_{C_{t,s,e}} + \sum_{k=1}^{NAlim} Aliment_{t,k,e} + \sum_{p=1}^{NBessC} PD_{BESS_{t,p,e}} \\
& = \sum_{d=1}^{NC} (C_{t,d,e} - ENS_{t,d,e}) + \sum_{q=1}^{NBessC} PC_{BESS_{t,q,e}}
\end{aligned} \tag{6}$$

d) Modelo BESS.

Para determinar el tamaño óptimo del BESS puede aplicarse el modelo propuesto en [49]. Donde la cantidad de energía de las baterías se muestra en las ecuaciones (7) y (8) una cuando se instala la batería y la otra, tras cada carga y descarga del BESS respectivamente. Así también, las restricciones de los límites de carga y descarga del BESS se establecen en las ecuación (9) (10) y (11), para finalmente la ecuación (12) modelar el cuidado de la vida útil de la batería.

$$E_{s,t,i} = E_{s,0,i} + n^{inv} * P_{s,t,i}^{B,char} - \frac{P_{s,t,i}^{B,dis}}{n^{inv}} \quad (7)$$

$$E_{s,t,i} = E_{s,t-1,i} + n^{inv} * P_{s,t,i}^{B,char} - \frac{P_{s,t,i}^{B,dis}}{n^{inv}} \quad t \geq 1 \quad (8)$$

$$0 \leq -P_{s,t,i}^{B,char} \leq \frac{P_i^{B,insta}}{n^{inv}} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{s,t,i}^{B,dis} \leq n^{inv} * P_i^{B,insta} \quad (10)$$

$$0,2 P_i^{B,insta} \leq E_{s,t,i} \leq P_i^{B,insta} \quad (11)$$

$$0.2 * P_i^{B,insta} \leq P_i^{B,insta} \leq 0.95 * P_i^{B,insta} \quad (12)$$

e) Modelo de potencia de red (Alimentador).

El modelo de potencia de red lo determina la demanda máxima requerida por el sistema como lo detalla la ecuación (13).

$$0 \leq Alim_{t,k,e} \leq Pmax_{grid} \quad (13)$$

f) Modelo de flujos de red.

El modelo representa el cálculo de flujo para las líneas de distribución existentes ($FE_{t,l,e}$) y lo determina la ecuación (14) en la que se considera el ángulo de voltaje ($\theta_{t,i,e}$), la reactancia de la líneas (X_{LT}) y una restricción de flujo máximo permitido por las líneas existentes ($Fmax$) detallado en la ecuación (15).

$$FE_{t,l,e} = \frac{\sum_{i=1}^{Nb} \theta_{t,i,e}}{X_{LT}} \quad (14)$$

$$-Fmax \leq FE_{t,l,e} \leq Fmax \quad (15)$$

g) Modelo de interruptores.

Los interruptores son elementos de potencia que permiten la respuesta automática ante eventos planificados y no planificados que pueden presentarse en la red eléctrica, comúnmente son llamados reconectores y se definen por tres criterios 1) clase, 2) capacidad interruptora, 3) I nominal. El modelo de interruptores se modela en la ecuación (16), considerando una técnica disyuntiva denominada Big-M, donde M representa una constante positiva de valor suficientemente grande. Esta técnica (Big-M) permite separar los ángulos de tensión de la barra asociados a las líneas de distribución que debido a una contingencia en el sistema se desconectan, es decir, se aplica únicamente para las líneas de distribución disponibles para operar en los diferentes escenarios; el planteamiento también incluye la variable binaria ($\sigma 1$) el cual representa la disponibilidad o no del interruptor candidato, y una restricción de flujo máximo permitido asociado a la variable binaria detallado en la ecuación (17).

$$\frac{\sum_{i=1}^{Nb} \theta_{t,i,e} + M(1 - \sigma 1)}{X_{LT}} \geq FI_{t,l,e}^{Linea} \geq \frac{\sum_{i=1}^{Nb} \theta_{t,i,e} - M(1 - \sigma 1)}{X_{LT}} \quad (16)$$

$$-Fmax * \sigma 1 \leq FI_{t,l,e}^{Linea} \leq Fmax * \sigma 1 \quad (17)$$

h) Restricción angular.

Para que exista transferencia de tensión debemos evaluar la existencia de flujo y los límites de ángulo del sistema ($\theta_{t,i,e}$), estas condiciones de funcionamiento se definen mediante la ecuación (18) respectivamente.

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{t,i,e} \leq \frac{\pi}{2} \quad (18)$$

i) Restricción presupuestaria.

La restricción presupuestaria se establece en (19) y solo se considera los costos asociados al BESS en base al valor por kW instalado, ya que el valor asociado a los interruptores es mínimo en relación a los costos evaluados en la propuesta.

$$0 \leq \sum_{d=1}^{NBessC} BESS_{installed} * CBess \leq BDG \quad (19)$$

j) Indicadores de resiliencia.

El rendimiento de los sistemas eléctricos se puede medir utilizando varias métricas [50]. Sin embargo, las métricas detalladas en (20) y (21) se usan ampliamente en estudios de confiabilidad y se adoptan en estudios de robustez. La primera métrica que se expresa en la ecuación (19) es la EENS, energía no entregada esperada durante un horizonte de evaluación, sujeto a una probabilidad de ocurrencia (π_s) de cada escenario de crisis generado por la simulación de Monte Carlo. La segunda métrica de la ecuación (21) está relacionada con el Energy Unreliability Index (EIU), que representa la relación entre EENS y la intensidad energética (E) durante el horizonte de evaluación. Por tanto, si el índice es 0%, representa una ENS nula, mientras que si el índice es 100%, significa el no suministro de energía a la demanda del sistema.

$$EENS = \sum_{s=1}^{Ns} ENS(\pi_s) \quad (20)$$

$$EIU = \frac{EENS}{E} * 100\% \quad (21)$$

Otro indicador que se muestra en la propuesta, es el tiempo de recuperación del sistema, particular que permite identificar gráficamente la diferencia entre un criterio experto basado en la experiencia versus el propuesto por el software de optimización.

2.4.4 Desempeño de la herramienta propuesta.

La presentación del modelo así como la evaluación de la herramienta propuesta se desarrolla en el capítulo III.

2.5 Conclusiones Capítulo II.

- Se propone una metodología que modela el comportamiento de una red, ante el impacto de lahares sobre los postes de distribución eléctrica, pretendiendo encontrar curvas de fragilidad que determinen el estado del sistema después de la materialización del evento.
- Las curvas de fragilidad dibujan el impacto de la velocidad y la densidad de los lahares frente a la capacidad de resistencia de la infraestructura eléctrica. La aleatoriedad de estos datos hacen que el problema tenga naturaleza estocástica.
- La metodología propone el dimensionamiento y la ubicación óptima de BESS e INTERRUPTORES en un sistema radial bajo el modelo DC-OPF.

CAPÍTULO III

3. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1 Sistema de prueba previsto.

Dentro de esta apartado, se describe el sistema a evaluar, así como los detalles generales de las cargas, líneas, tramos de fallas y características propias a la aplicación de la metodología propuesta.

3.1.1 Sistema a evaluar.

La metodología propuesta se evalúa en el sistema radial detallado en [51], el mismo describe una cantidad 7 alimentadores y/o sub estaciones, treinta y ocho cargas, treinta y ocho tramos, 4 interruptores de potencia candidatos, como lo muestra la Fig. 3.1. Este sistema es ampliamente utilizado para análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos como en [5], [7], [52],[53].

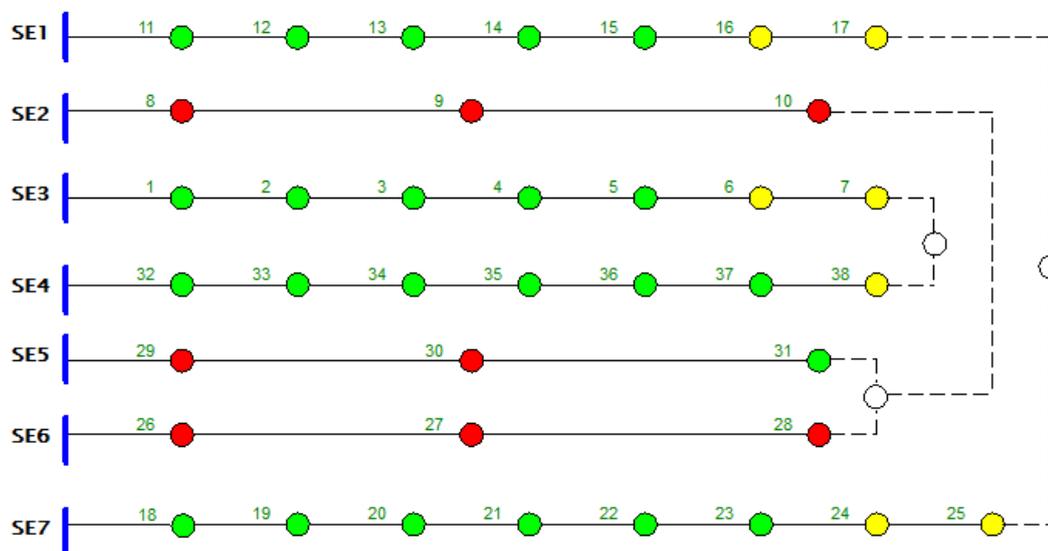
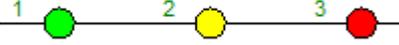


Figura 3.1. Unifilar del sistema propuesto

Las cargas son representadas de acuerdo a la descripción de la Tabla 3.1 y se detallan sus curvas de demanda en el Anexo 1 y Anexo 2. El perfil de demanda es considerado con una resolución horaria de 24 horas tomando en cuenta tres tipos de carga distribuidas en: 22 residenciales, 7 industriales y 9 de servicios con una potencia máxima de 100 MW cada una. Adicionalmente se considera un Value of

Lost Load (VoLL) para cada tipo de carga. El VoLL para cargas comerciales y de servicio de energía es 1,50 USD/kWh [54], mientras que para cargas residenciales se toma en relación a [55]. Para los interruptores se acoge un valor referencial de \$6400 como el costo de un reconfigurador referencial de clase 25KV.

Tabla 3.1. Elementos y simbología del modelo a evaluar

ELEMENTOS	DETALLE	SIMBOLOGIA
Alimentadores del sistema	7	SE1 
Cargas residencial (verde), comercial (amarillo), servicios (rojo).	38	
Tramos de líneas	38	
Interruptores candidatos	4	
Falla del sistema	7	

Fuente: Autor

3.1.2 Tipos de cargas y elementos considerados en el análisis.

Bajo el criterio de gestión de la demanda, las cargas se clasifican de acuerdo a su orden de prioridad en alta, media y baja, estos criterios pesarán al momento de validar la herramienta computacional ya que al tener costos diferenciados, la propuesta priorizará el abastecimiento a cargas de tipo servicios de emergencia. Esta descripción lo detalla el Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Tipo de cargas consideradas en el modelo propuesto

Tipo de carga	Descripción	Prioridad
Servicios	Hospitales, policía, bomberos, servicios de emergencia	Alta
Industrial	Empresas alimenticias y de servicios de emergencia	Media
Residencial	Cargas locales típicas	Baja

Fuente: Autor

Las tecnologías consideradas para mejorar la resiliencia de nuestra propuesta son los sistemas de almacenamiento de energía BESS y reconectores o interruptores de potencia para sistemas de distribución, estos costos de inversión y operación se describen en la Tabla 3.3. Cada

Tabla 3.3. CI - CO por tecnología propuesta

Elemento de la propuesta	Costo inversión/operación
BESS plomo ácido	\$ 850 kW
Interruptor	\$ 6400 (Clase 25 kV)

Fuente: Autor

3.1.3 Evaluación del sistema.

La evaluación de la propuesta toma los escenarios de falla desde MCS extendidos por MatLab y la Fig. 3.2 representa el impacto del lahar sobre la infraestructura de distribución.

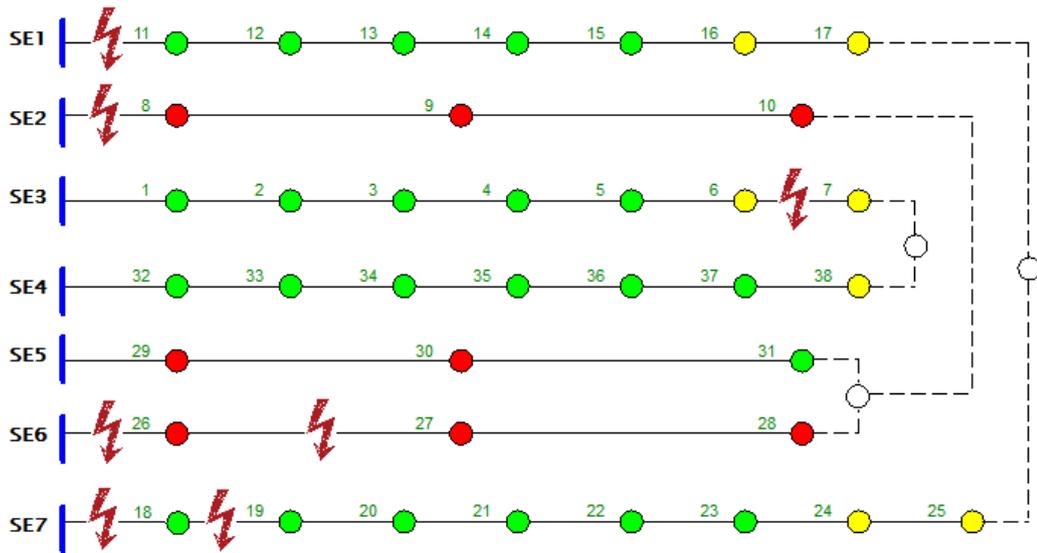


Figura 3.2. Sistema a evaluar con fallas

La tabla 3.4 describe los tramos en falla, así como el tiempo de restauración en horas de las estructuras asociadas al evento exógeno.

Tabla 3.4. Estructuras en falla luego del evento exógeno

Estructuras en falla		
Tramo		Restauración (H)
41	11	5
40	8	5
6	7	5
43	26	5
26	27	5
42	18	5
18	19	5

Fuente: Autor

Una vez descrito los tramos de falla, la Figura 3.3 detalla las cargas (de color negro) que quedan desabastecidas de servicio eléctrico después del evento HILP. La evaluación de la propuesta acoge análisis de sensibilidad y trata de mostrar gráficamente la diferencia entre costos de inversión, operación y cantidad de ENS para cada caso de estudio:

- a) Sin tecnologías propuestas ni Budget.
- b) Tecnología de almacenamiento de energía BESS.
- c) Tecnología de Switcheo o Reconectores.

- d) Propuesta combinada entre la opción b y c.
- e) Propuesta combinada entre la opción b y c incluyendo Budget.

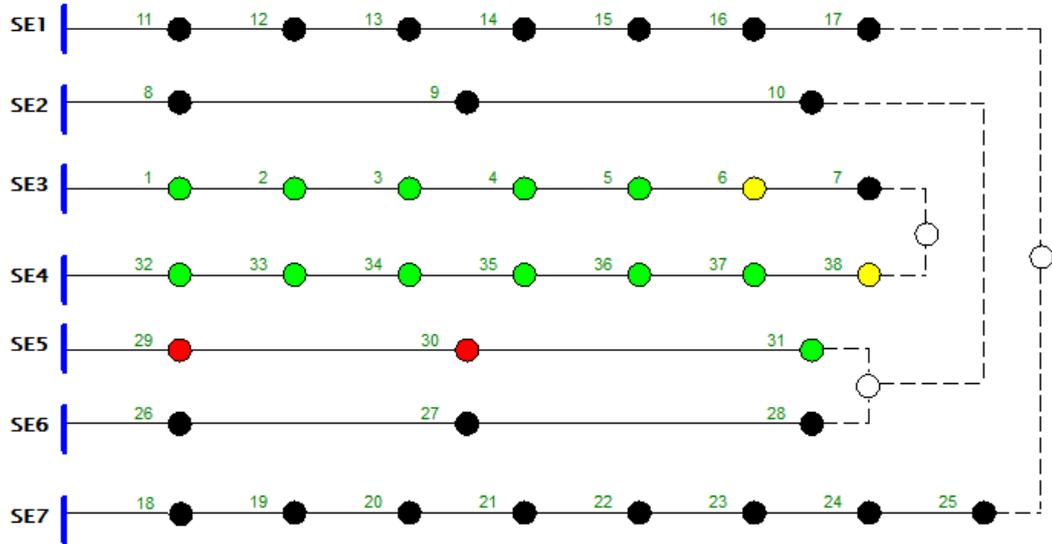


Figura 3.3. Cargas sin servicio eléctrico post evento exógeno

La Fig. 3.4 muestra comparativamente una evaluación inicial del sistema sin ningún tipo de tecnología instalada, con BESS, con SWITCH, con BESS y SWITCH así como la inclusión de todo lo propuesto más un presupuesto de referencia. Esto representa, la cantidad de ENS que el sistema evaluado puede presentar luego del suceso de un evento HILP.

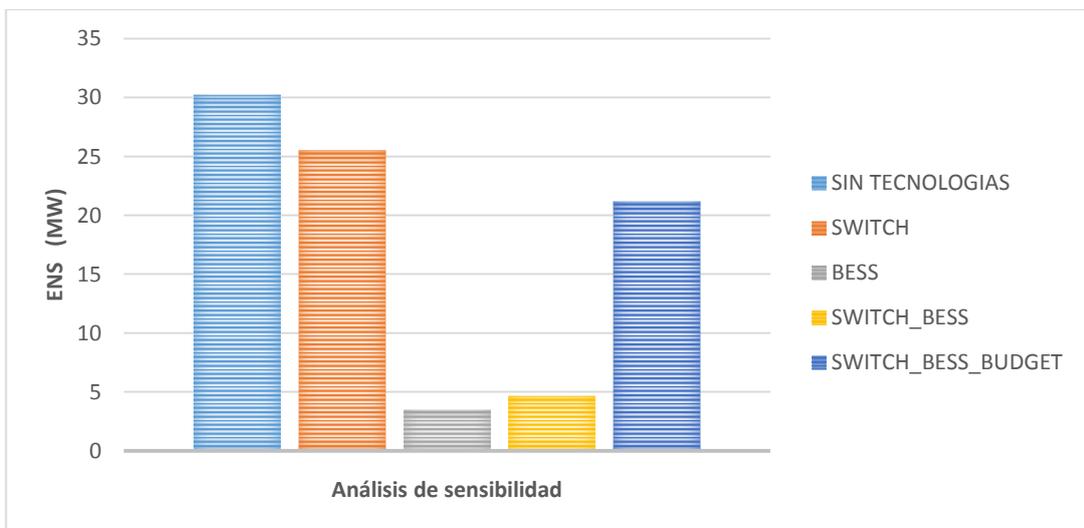


Figura 3.4. ENS vs Análisis de sensibilidad

a) Sin tecnologías propuestas ni limitación presupuestaria.

Luego de los análisis descritos, si bien la ENS es primordial, en nuestro estudio es relevante sean llevaderos con sus costos de instalación y operación. La Figura 3.5 muestra un escenario de sensibilidad donde los costos de instalación representan cero mientras que los costos operación corresponden a la red que queda de pie luego del evento exógeno.

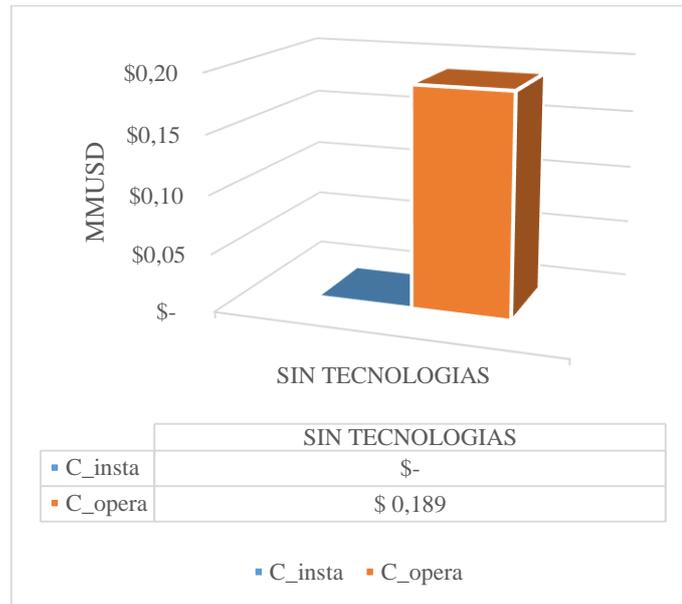


Figura 3.5. Costos instalación y operación sin tecnologías

b) Tecnología de almacenamiento de energía BESS.

La Figura 3.6 muestra los resultados del sistema solo con tecnología de almacenamiento BESS y detalla costos de instalación que bordea los 82,31 MMUSD y un valor de operación de 0,047 MMUSD.

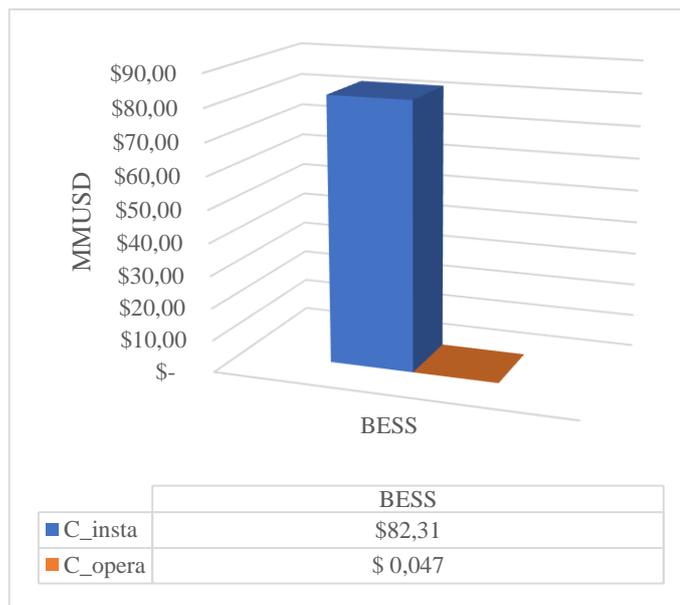


Figura 3.6. Costos de instalación y operación con BESS

c) Tecnología de Switcheo o Reconectores.

La Figura 3.7 detalla el escenario de sensibilidad considerando a los reconectores como la única tecnología de respaldo. Sus montos de instalación ascienden a 0.026 MMUSD y los costos de operación de todo el sistema en 0.169 MMUSD.

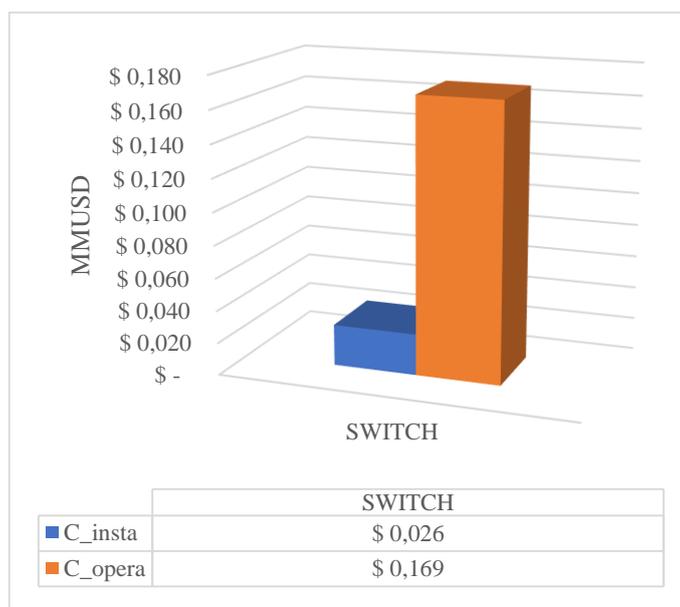


Figura 3.7. Costos de instalación e inversión con Switch

d) Propuesta combinada (Switch y BESS).

La Figura 3.8 muestra los costos de instalación y operación del escenario de sensibilidad que combina interruptores y BESS. Los CI representan una inversión de 69.308 MMUSD mientras que los costos de operación 0,052 MMUSD.

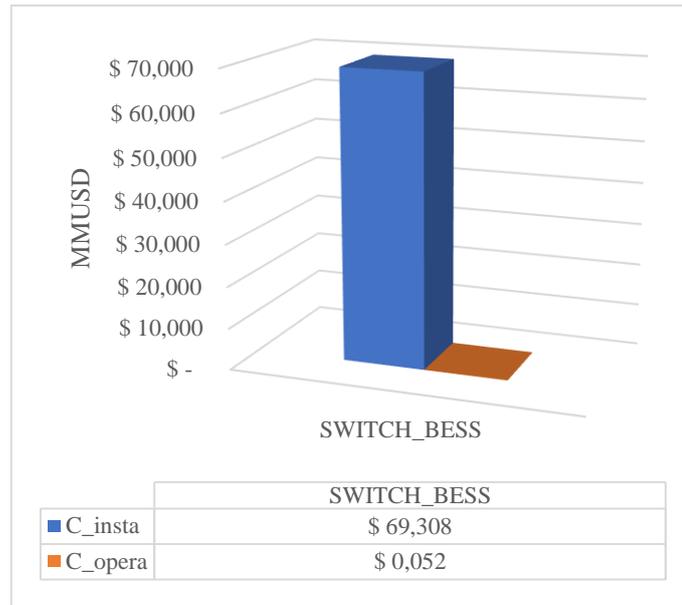


Figura 3.8. Costos de instalación y operación tecnologías combinadas

e) Propuesta combinada (Switch, BESS y Budget).

La Figura 3.9 muestra los costos de instalación y operación del escenario de sensibilidad que combina interruptores y un presupuesto de inversión asociado al BESS de 10.026 MMUSD. Los CO representan un valor de 0,136 MMUSD.

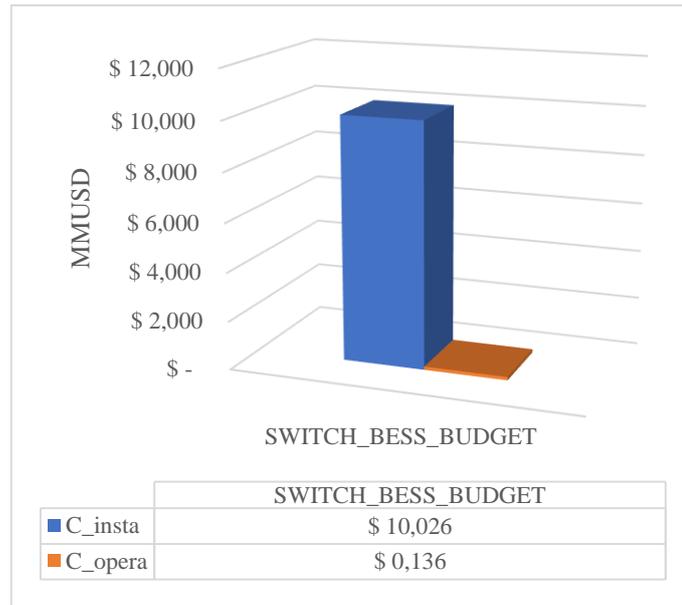


Figura 3.9. Costos de instalación y operación propuesta completa

3.1.4 Análisis de resultados.

Esta sección representa el análisis de datos obtenidos a través de la ejecución de la metodología aplicada al caso de estudio, se considera la implementación conjunta de BESS, reconectores y un presupuesto de 10MM USD para baterías. Dichas tecnologías compiten entre sus precios de instalación y operación en un horizonte de tiempo de evaluación y varios escenarios de incertidumbre. Considerando la estocasticidad asociada al evento exógeno que produce la falla en el PDS evaluado se obtiene la matriz de fallo con 38 nodos de estudio, 24 horas de evaluación y 100 escenarios de contingencia. De esta manera se recogen 91 200 datos para el análisis de sensibilidad de cada escenario propuesto bajo programación lineal en el software Fico Xpress. El tiempo de evaluación en el software de cada escenario oscila entre los 2 hasta los 25 minutos dependiendo de la tecnología utilizada.

3.1.5 Número BESS e Interruptores instalados post contingencia.

Luego de haber ocurrido el evento exógeno la metodología propuesta genera alternativas para la ubicación e instalación de interruptores y BESS. Esto con un total de 4 reconectores, 8 baterías y un presupuesto de 10MMUSD para la

Tabla 3.5.ENS costos de instalación y operación

PROPUESTA EVALUAR	EENS (MW)	CI + CO (MMUSD)
SIN TECNOLOGIAS	30,19159266	\$ 0,189
SWITCH	25,51676658	\$ 0,195
BESS	3,421882632	\$ 82,355
SWITCH_BESS	4,614610659	\$ 69,360
SWITCH_BESS_BUDGET	21,14481698	\$ 10,162

Fuente: Autor

A primera vista la instalación de BESS y su combinación con interruptores reducen de manera significativa la ENS, sin embargo estas propuestas manejan un costo elevado de instalación y operación del sistema, característica que las ubica en desventaja y deja en competencia a las demás alternativas. Este último detalle, muestra la Figura 3.11.

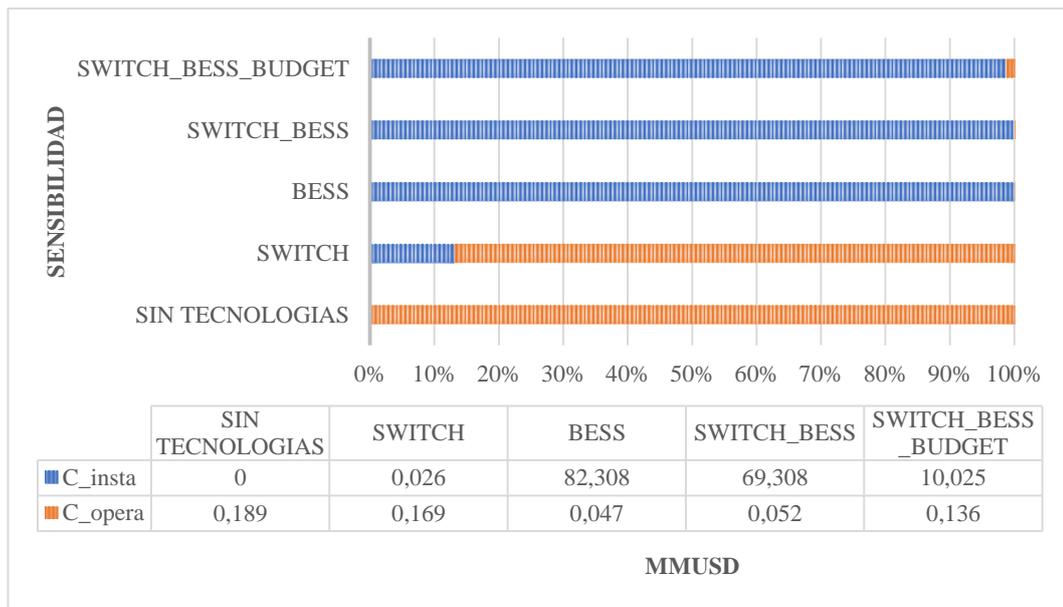


Figura 3.11. Porcentajes CI y CO

Por inspección de la Figura 3.11 podemos concluir que la propuesta de la integración de tecnologías BESS, interruptores y BUDGET maneja una alternativa económica en lo que respecta a la ENS y costos de instalación. Sin embargo, la mejor alternativa para el sistema donde se obtiene la menor cantidad de ENS es la utilización de tecnología BESS, tomando en cuenta que los costos de instalación son elevados.

3.1.7 Índice energético de indisponibilidad (EIU).

Para este apartado, se toma en cuenta todos los análisis de sensibilidad es decir sin tecnologías de respaldo existente así como la implementación conjunta de BESS, interruptores y un presupuesto durante el horizonte de tiempo de restauración. Las demás propuestas de análisis por separado se detallan en el Anexo 3.

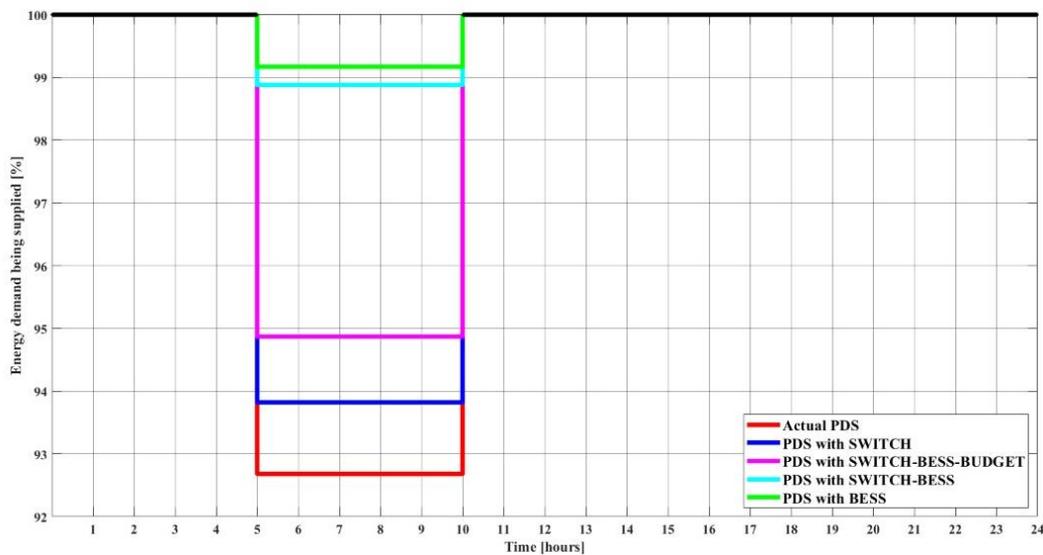


Figura 3.12. Mejora del EIU

El escenario esperado corresponde al fallo en los nodos 7, 8, 11, 18, 19, 26 y 27. La Figura 3.13 muestra cómo la solución obtenida mejora el índice energético de indisponibilidad del 94,87% frente al 92,68%. Esto significa que el índice energético de indisponibilidad mejora un 2,19% cuando se ha instalado BESS y reconectores. Además, se observa que la solución es capaz de suministrar energía durante el tiempo de recuperación de los elementos no disponibles.

3.1.8 Conclusiones Capítulo III.

- La metodología aplicada al sistema de prueba, demuestra que la robustez de PDS ante lahares, a través de tecnologías candidatas como baterías e interruptores reduce la ENS hasta en un 94,87% del EIU en todo el sistema.
- El impacto económico del sistema de prueba alcanza los 0,18 MMUSD situación que repercute en el aspecto social, ya que al reducir el abastecimiento y acceso a los servicios básicos el nivel de vida de cada ciudadano se presenta amenazado.
- La ENS podría ser atendida en su totalidad si la existencia de recursos económicos fuera ilimitada. Así también el impacto holístico (social, económico, ambiental, etc.) que produce un evento HIPL podría ser cubierto al 100% dentro del horizonte de evaluación, siempre y cuando las entidades responsables de mantener y proteger el suministro eléctrico consideren una planificación apoyada en herramientas computacionales como un eje adicional para la toma de decisiones en lo que respecta a proyectos de inversión.

CONCLUSIONES GENERALES

- La ENS evaluada alcanza un valor de 30 MW sin ningún tipo de tecnologías de respaldo ante un evento HILP. La misma que se ve reducida en 9 MW bajo la recomendación de la herramienta computacional propuesta con la integración de BESS, interruptores y un presupuesto. En términos porcentuales, este valor representa una mejora del 30% con relación al sistema sin tecnologías de respaldo.
- En términos del Índice Energético de Disponibilidad (EID), la herramienta computacional presenta al PDS sin respaldo de tecnologías del 94,87% a un 92,68%. Esto significa que, el índice energético de disponibilidad mejora un 2,19% cuando se ha instalado BESS y reconectores.
- La herramienta computacional propuesta bajo el criterio de programación lineal, garantiza el óptimo global en relación a los resultados obtenidos, Esto quiere decir que, asegura la mejor alternativa en ubicación y dimensionamiento de las tecnologías propuestas para la planificación de infraestructura resiliente ante erupciones volcánicas mejorando la resiliencia de un sistema eléctrico de distribución, reduciendo la ENS y el EID.
- La propuesta de la integración de tecnologías BESS, interruptores y BUDGET maneja la mejor alternativa económica en lo que respecta a costos de inversión y operación; representando viabilidad para su aplicación y dando alternativas para la toma de decisiones en la planificación ante eventos de tipo HILP.
- La metodología propuesta si bien fue aplicada a un sistema de prueba, puede ser llevada a cabo en un sistema eléctrico real, pues se ha

configurado a la herramienta computacional con la flexibilidad necesaria para su adaptabilidad a cualquier parámetro y estudio.

- La ENS puede ser atendida en su totalidad con un valor elevado en costos de instalación, sin embargo, el BUDGET entrega viabilidad al sistema con la misma funcionalidad de fortalecer la resiliencia en PDS.

RECOMENDACIONES

- Combinar la instalación de nuevas líneas, tecnologías de almacenamiento, interruptores de potencia y generación distribuida, para el estudio de resiliencia.
- Implementar la metodología propuesta en alimentadores reales, cuya ubicación esté cerca de un volcán potencialmente activo.
- En un trabajo futuro se podría añadir el modelo AC OPF para análisis más exactos en relación al impacto del evento exógeno sobre la infraestructura de distribución.
- Proponer ajustes a la topología de red tradicional para mejorar la interconexión entre redes para el estudio de resiliencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman, y M. Benidris, «Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 18064-18086, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968586.
- [2] R. J. Campbell, «Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency», p. 18.
- [3] F. W. Bicalho, «La resiliencia de los servicios de infraestructura en América Latina y el Caribe: un abordaje inicial», p. 16.
- [4] «sigma-1-2021-en.pdf». Accedido: 14 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.swissre.com/dam/jcr:ebd39a3b-dc55-4b34-9246-6dd8e5715c8b/sigma-1-2021-en.pdf>
- [5] R. Billinton y S. Jonnavithula, «Optimal switching device placement in radial distribution systems», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, n.º 3, pp. 1646-1651, jul. 1996, doi: 10.1109/61.517529.
- [6] Jen-Hao Teng y Yi-Hwa Liu, «A novel ACS-based optimum switch relocation method», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, n.º 1, pp. 113-120, feb. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.807038.
- [7] A. Moradi y M. Fotuhi-Firuzabad, «Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, n.º 1, pp. 271-279, ene. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.905428.
- [8] O. D. Montoya, A. Grajales, R. A. Hincapie, M. Granada, y R. A. Gallego, «Methodology for optimal distribution system planning considering automatic reclosers to improve reliability indices», en *2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*, Medellín, Colombia, sep. 2014, pp. 1-6. doi: 10.1109/TDC-LA.2014.6955232.

- [9] M. Aguirre-Velasco, A. Velasquez-Lozano, y A. Villamarín-Jacome, «Network Allocation and Optimal Sizing of BESS for Resilience Enhancement on Power Distribution Systems Against Volcanic Eruption», p. 5.
- [10] A. Velasquez-Lozano, M. Saltos-Rodríguez, y A. Villamarín-Jacome, «Optimal Planning of VAR Compensator for Voltage Regulation Enhancement on Power Distribution Systems Against Volcanic Eruptions Events», p. 7.
- [11] M. Saltos-Rodríguez, A. Velasquez-Lozano, J. R. Haro, y D. Ortiz-Villalba, «Resilience Assessment in Electric Power Systems against Volcanic Eruptions: Case on Lahars Occurrence», p. 7.
- [12] M. Saltos Rodríguez, M. Aguirre, A. Velasquez, y D. Ortiz Villalba, «Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation in a Radial Distribution System for Resilience Enhancement Against Volcanic Eruptions», sep. 2021. doi: 10.1049/icp.2021.2007.
- [13] A. Villamarín, R. Haro, M. Aguirre, y D. Ortíz, «Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 17, n.º 2, pp. 18-28, ene. 2021, doi: 10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440.
- [14] U. Shahzad, «Resilience in Electric Power Systems», *J. Electr. Eng. Electron. Control Comput. Sci.*, vol. 7, n.º 2, Art. n.º 2, oct. 2020.
- [15] «Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation — IPCC». <https://www.ipcc.ch/report/managing-the-risks-of-extreme-events-and-disasters-to-advance-climate-change-adaptation/> (accedido 30 de agosto de 2022).
- [16] R. Setola, E. Luijff, y M. Theocharidou, «Critical Infrastructures, Protection and Resilience», en *Managing the Complexity of Critical Infrastructures*, vol. 90, R. Setola, V. Rosato, E. Kyriakides, y E. Rome, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2016, pp. 1-18. doi: 10.1007/978-3-319-51043-9_1.
- [17] «niac-critical-infrastructure-resilience-final-report-09-08-09-508.pdf». Accedido: 30 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.cisa.gov/sites/default/files/publications/niac-critical-infrastructure-resilience-final-report-09-08-09-508.pdf>

- [18] «Enhancing Distribution Resiliency_ Opportunities for Applying Innovative Technologies.pdf».
- [19] «building-a-resilient-uk-energy-system-1.pdf». Accedido: 27 de enero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://d2e1qxpsswcpgz.cloudfront.net/uploads/2020/03/building-a-resilient-uk-energy-system-1.pdf>
- [20] Y. Y. Haimes, «On the Definition of Resilience in Systems», *Risk Anal.*, vol. 29, n.º 4, pp. 498-501, abr. 2009, doi: 10.1111/j.1539-6924.2009.01216.x.
- [21] E. Hollnagel, D. D. Woods, y N. Leveson, *Resilience Engineering: Concepts and Precepts*. Ashgate Publishing, Ltd., 2006.
- [22] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, y N. D. Hatziargyriou, «Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, n.º 6, pp. 4732-4742, nov. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2664141.
- [23] M. Ouyang y L. Dueñas-Osorio, «Time-dependent resilience assessment and improvement of urban infrastructure systems», *Chaos Interdiscip. J. Nonlinear Sci.*, vol. 22, n.º 3, p. 033122, sep. 2012, doi: 10.1063/1.4737204.
- [24] M. Ouyang y L. Dueñas-Osorio, «Multi-dimensional hurricane resilience assessment of electric power systems», *Struct. Saf.*, vol. 48, pp. 15-24, may 2014, doi: 10.1016/j.strusafe.2014.01.001.
- [25] M. Ouyang, L. Dueñas-Osorio, y X. Min, «A three-stage resilience analysis framework for urban infrastructure systems», *Struct. Saf.*, vol. 36-37, pp. 23-31, may 2012, doi: 10.1016/j.strusafe.2011.12.004.
- [26] D. Henry y J. Emmanuel Ramirez-Marquez, «Generic metrics and quantitative approaches for system resilience as a function of time», *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 99, pp. 114-122, mar. 2012, doi: 10.1016/j.res.2011.09.002.
- [27] D. A. Reed, K. C. Kapur, y R. D. Christie, «Methodology for Assessing the Resilience of Networked Infrastructure», *IEEE Syst. J.*, vol. 3, n.º 2, pp. 174-180, jun. 2009, doi: 10.1109/JSYST.2009.2017396.

- [28] J. I. Illana, «Departamento de Física Teórica y del Cosmos Universidad de Granada», p. 52.
- [29] R. D. Noriega Acosta, «Flujo óptimo de potencia: herramienta computacional para el cálculo de flujos óptimos de potencia, considerando diferentes formulaciones AC, DC y linealización de función objetivo.», bachelorThesis, Quito : EPN, 2022., 2022. Accedido: 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22451>
- [30] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, eacute Shebl& y Gerald B, «Power Generation, Operation and Control», p. 658.
- [31] «UPS - ST004217.pdf». Accedido: 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/17625/1/UPS%20-%20ST004217.pdf>
- [32] A. Conchado y P. Linares, «Estimación de los beneficios de la gestión activa de la demanda. Revisión del estado del arte y propuestas», p. 26.
- [33] «BVCM005741.pdf». Accedido: 16 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005741.pdf>
- [34] «oea57s.pdf». Accedido: 22 de enero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.oas.org/dsd/publications/unit/oea57s/oea57s.pdf>
- [35] «19.Evaluacion de la amenaza, la Vulnerabilidad y el riesgo.pdf». Accedido: 9 de julio de 2021. [En línea]. Disponible en: <http://www.planesmojana.com/documentos/estudios/19.Evaluacion%20de%20la%20amenaza,%20la%20Vulnerabilidad%20y%20el%20riesgo.pdf>
- [36] «REDALYC. LOS DESASTRES NATURALES.pdf».
- [37] «Infraestructura resiliente: un imperativo para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe», p. 83.
- [38] M. Valencia *et al.*, «DIRECCIÓN DE ANÁLISIS Y PROSPECTIVA ELÉCTRICA Coordinador General del Plan Maestro de Electricidad: Rodney Salgado Torres Equipo de trabajo: Carlos Coronel, Jaime Guerrero, Jorge Mendieta, Gina Moreta, Alex Posso, Pablo Rosero, Iván Velástegui.», p. 390.

- [39] S. K. Brown *et al.*, «Global volcanic hazard and risk», en *Global Volcanic Hazards and Risk*, 1.^a ed., S. C. Loughlin, S. Sparks, S. K. Brown, S. F. Jenkins, y C. Vye-Brown, Eds. Cambridge University Press, 2015, pp. 81-172. doi: 10.1017/CBO9781316276273.004.
- [40] *Volcanes activos Ecuador | ISBN 978-9942-9927-1-0 - Libro*. Accedido: 15 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://isbn.cloud/9789942992710/volcanes-activos-ecuador/>
- [41] ««Anteproyecto de Innovación en Construcción Segura de Viviendas.pdf»».
- [42] E. Muñoz-Salinas, V. C. Manea, D. Palacios, y M. Castillo-Rodriguez, «Estimation of lahar flow velocity on Popocatepetl volcano (Mexico)», *Geomorphology*, vol. 92, n.º 1-2, pp. 91-99, nov. 2007, doi: 10.1016/j.geomorph.2007.02.011.
- [43] G. A. Valentine, «Damage to structures by pyroclastic flows and surges, inferred from nuclear weapons effects», *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, vol. 87, n.º 1-4, pp. 117-140, dic. 1998, doi: 10.1016/S0377-0273(98)00094-8.
- [44] T. Toulkeridis, *Volcanes Activos Ecuador*. 2013.
- [45] «Sperstad2018doa_published.pdf». Accedido: 25 de enero de 2022. [En línea]. Disponible en: https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2570854/Sperstad2018doa_published.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- [46] «FICO® Xpress Optimization», *FICO*. <https://www.fico.com/en/products/fico-xpress-optimization> (accedido 15 de septiembre de 2022).
- [47] J. L. Gross y T. W. Tucker, *Topological Graph Theory*. Courier Corporation, 2001.
- [48] M. Saltos, A. Velásquez, M. Aguirre, A. Villamarín, D. Ortíz, y R. Haro, «Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distribuidos para Mejorar la Resiliencia de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica frente a Desastres Naturales: Caso en Lahares Volcánicos», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 18, n.º 2, Art. n.º 2, ene. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.488.

- [49] H. Mehrjerdi y R. Hemmati, «Modeling and optimal scheduling of battery energy storage systems in electric power distribution networks», *J. Clean. Prod.*, vol. 234, pp. 810-821, oct. 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.06.195.
- [50] M. Mahzarnia, M. P. Moghaddam, P. T. Baboli, y P. Siano, «A Review of the Measures to Enhance Power Systems Resilience», *IEEE Syst. J.*, vol. 14, n.º 3, pp. 4059-4070, sep. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2020.2965993.
- [51] A. Abiri-Jahromi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Parvania, y M. Mosleh, «Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, n.º 1, pp. 362-370, ene. 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2171060.
- [52] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, y J. Aweya, «A Canadian customer survey to assess power system reliability worth», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, n.º 1, pp. 443-450, feb. 1994, doi: 10.1109/59.317579.
- [53] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, y K. S. So, «A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, n.º 2, pp. 813-820, may 1991, doi: 10.1109/59.76730.
- [54] B. O'Neill, D. Hurlbut, I. Pena, D. Gagne, J. Cook, y R. Bracho, «Mexico's Regulatory Engagement in Bulk Electric Power System Planning: An Overview of U.S. Practices and Tools», NREL/TP--5D00-66103, 1259811, jun. 2016. doi: 10.2172/1259811.
- [55] European Commission. Directorate General for Mobility and Transport., Ref4e., Mercados., y E bridge., *Identification of appropriate generation and system adequacy standards for the internal electricity market: final report*. LU: Publications Office, 2014. Accedido: 28 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://data.europa.eu/doi/10.2832/089498>

ANEXOS

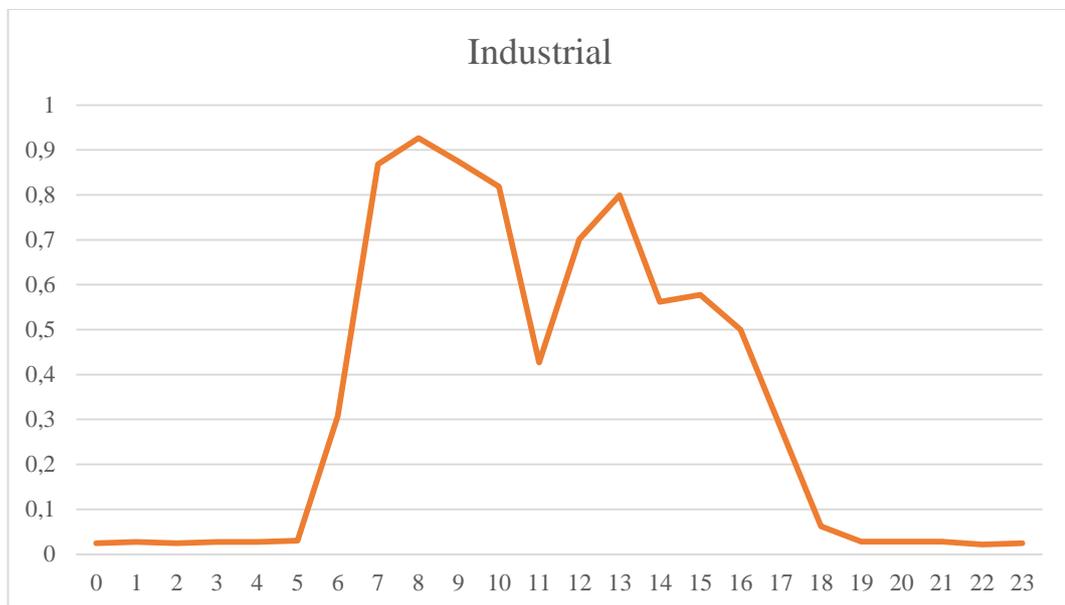
Anexo 1. Detalles de demanda en valores por unidad

Hora	Industrial	Residencial	Servicios
0	0,0244955	0,36054086	0,05881505
1	0,02748511	0,30009971	0,06191248
2	0,02430263	0,25411654	0,06191248
3	0,0271958	0,25422836	0,06191248
4	0,02709936	0,26589539	0,06810733
5	0,03004075	0,31213016	0,06810733
6	0,30723051	0,3554575	0,36221862
7	0,86785447	0,34124181	0,59441743
8	0,92627239	0,34130238	0,86688277
9	0,87376136	0,34142353	0,9102107
10	0,81816428	0,35596071	0,91330812
11	0,42674253	0,43968931	0,90091842
12	0,70082214	0,38799843	0,85759049
13	0,79928635	0,42554351	0,87927247
14	0,56190178	0,39968876	1
15	0,57718736	0,46034889	0,88546731
16	0,50003616	0,53258753	0,89162615
17	0,28116788	0,72874169	0,51701783
18	0,06225137	0,92493314	0,30340357
19	0,02823251	1	0,25078336
20	0,02816019	0,93383716	0,13621466
21	0,02796731	0,82150013	0,12072753
22	0,02165055	0,68033566	0,10837385
23	0,02464016	0,51322325	0,0650099

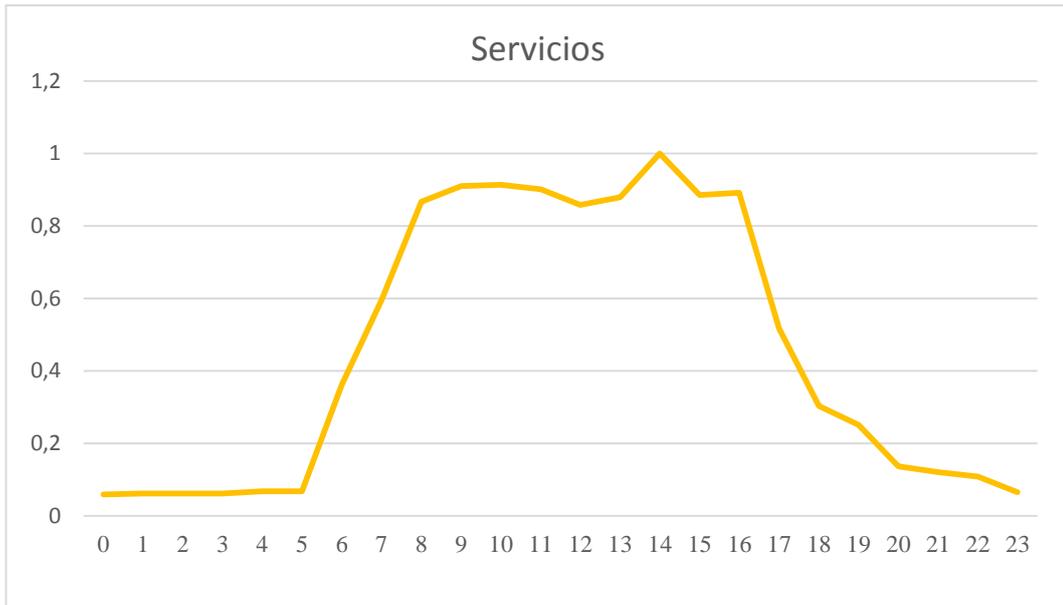
Anexo 2. Curvas de demanda



Perfil de demanda residencial

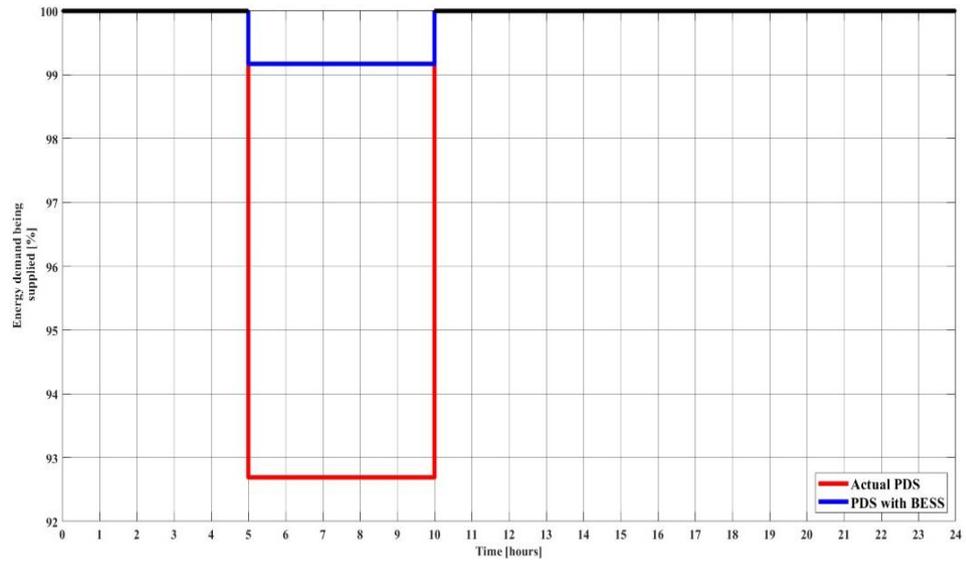


Perfil de demanda industrial

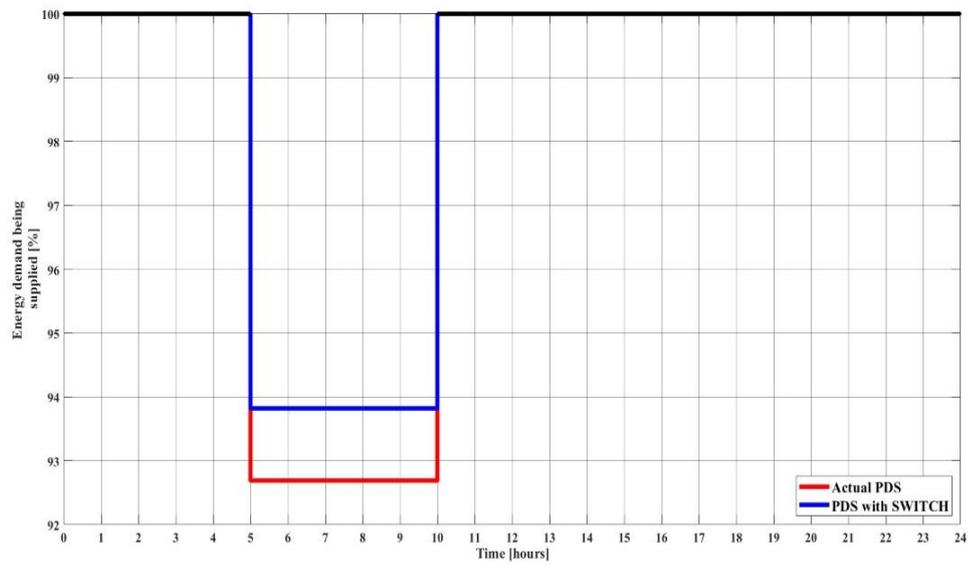


Perfil de demanda de servicios

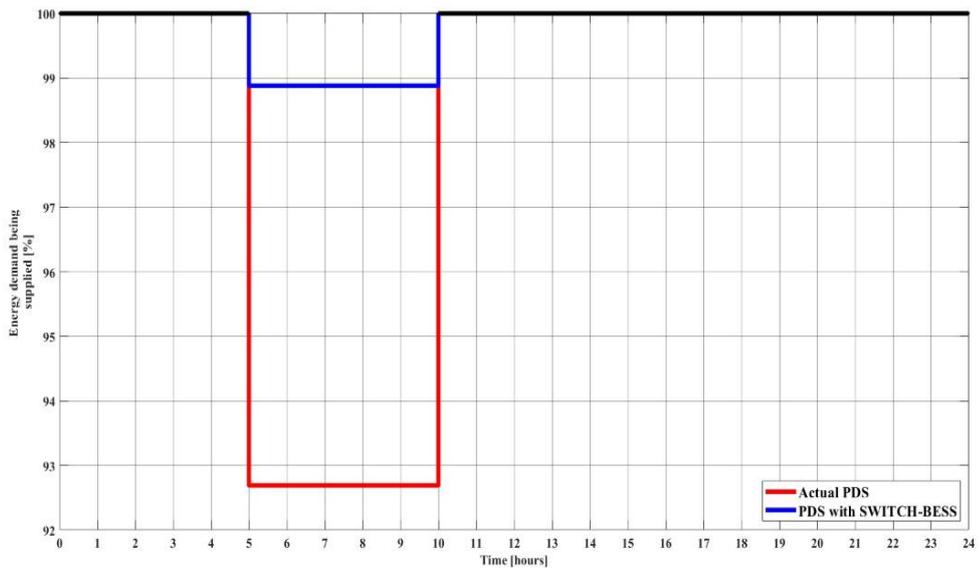
Anexo 3. EIU con escenarios de sensibilidad



EIU PDS con BESS



EIU PDS con SWITCH



EIU PDS con SWITCH-BESS