

Evaluación del Impacto Sísmico en Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica

Alex Villamarín-Jácome¹, Diego Ortiz-Villalba^{1,2}

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile

²Departamento de Eléctrica y Electrónica, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE

Resumen— Los sistemas eléctricos de potencia están expuestos frecuentemente a daños asociados a fallas inherentes a los componentes del sistema y a fallas exógenas (por ejemplo: rayos, incendios, terremotos, etc.) que pueden ocasionar daños severos o incluso irreparables a la infraestructura eléctrica. Modelar y cuantificar el impacto de un evento exógeno sigue siendo un gran desafío debido al comportamiento estocástico e impredecible de este tipo de eventos. Para abordar este desafío, este trabajo propone un modelo de simulación de Monte Carlo aplicando una metodología de múltiples fases para evaluar el impacto sísmico en un sistema eléctrico. El modelo propuesto es aplicado a un sistema ilustrativo de 3 barras, con el fin de obtener indicadores y métricas que permitan cuantificar la resiliencia del sistema de transmisión y capturar el desempeño de la infraestructura eléctrica durante las diferentes fases producidas por un terremoto. Los resultados de la simulación muestran y cuantifican la degradación y recuperación de la resiliencia operativa y de la infraestructura del sistema eléctrico dependiendo de la magnitud y ubicación de los eventos sísmicos.

Palabras clave—Resiliencia, Métricas de Resiliencia, Curvas de Fragilidad, Eventos Sísmicos, Simulaciones de Monte Carlo

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia son susceptibles a daños tras la eventual ocurrencia de un desastre natural o condiciones hidrológicas extremas, que pueden ser, evidentemente, más severos que aquellos derivados de situaciones más típicas como la falla intempestiva de una central (o un activo de la red) asociado a un problema técnico.

Históricamente, las prácticas y normativas en el sector eléctrico han sido deterministas, planificando y operando redes de transmisión con un criterio de seguridad N-1 [1], el cual no considera la ocurrencia de fallas múltiples que resultan producto de un evento exógeno de Baja Probabilidad, pero de Alto Impacto (tales como eventos climáticos extremos, desastres naturales y ataques provocados por el hombre).

De hecho, la práctica actual de los planes de expansión de la transmisión considera criterios de confiabilidad y seguridad que permitan atender los requerimientos presentes y futuros para el suministro de energía eléctrica, así como las obras para la conexión al sistema de transmisión de los proyectos de generación para atender los requerimientos del crecimiento de la demanda, no obstante, hay situaciones donde es muy necesario, preventivamente, hacer inversiones de tal modo que el sistema no colapse cuando ocurren ese tipo de eventos exógenos.

Las “amenazas naturales” dependiendo de su ubicación, severidad y frecuencia, pueden afectar gran parte de la infraestructura eléctrica, con un tiempo de recuperación considerable, el cual es función de la magnitud del desastre. Por lo tanto, una infraestructura de energía eléctrica que pueda mantener altos niveles de desempeño bajo cualquier condición debe ser confiable para los apagones más “comunes”, pero también resiliente a desastres mucho menos frecuentes.

La resiliencia se define como la capacidad de un sistema eléctrico para resistir fenómenos catastróficos de alto impacto y baja probabilidad, recuperarse rápidamente de tales eventos disruptivos y adaptar su operación e infraestructura para prevenir o mitigar el impacto de eventos similares en el futuro [2], [3]. La Fig. 1 muestra los criterios de confiabilidad y resiliencia para garantizar la continuidad del suministro.

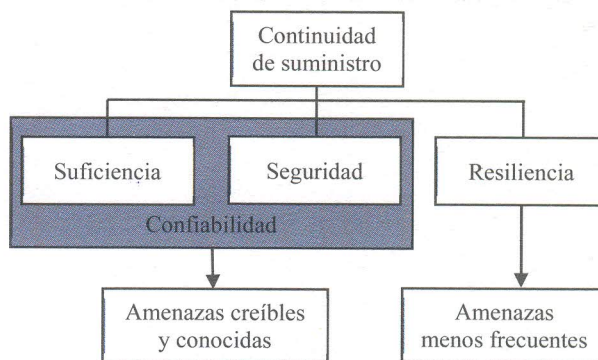


Fig. 1. Confiabilidad y Resiliencia

Para las empresas encargadas de la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, el daño en la infraestructura es un hecho cotidiano. Los vientos pueden ocasionar desconexiones de líneas de transmisión, rayos e incendios pueden afectar subestaciones eléctricas y automóviles pueden derribar postes de los sistemas de distribución. Sin embargo, en ocasiones menos frecuentes la infraestructura eléctrica también puede enfrentar eventos catastróficos de alto impacto (como por ejemplo terremotos, tsunamis, tormentas, etc.) que afectan el suministro de energía eléctrica.

Las interrupciones del servicio eléctrico ocasionadas por eventos catastróficos imponen costos sociales y económicos significativos. Así, por ejemplo, el terremoto de magnitud 7.8

grados en la escala de Richter que sufrió Ecuador en abril de 2016 causó una pérdida económica de aproximadamente 103 millones de dólares para la reconstrucción integral de la infraestructura eléctrica de distribución en las zonas afectadas [4]. De igual forma, el terremoto de 8.8 grados Richter de 2010 en Chile causó que la compañía de transmisión de energía más grande del país tuviera pérdidas directas de aproximadamente 6500 millones de dólares [5]. Este tipo de fenómenos que ocurren recurrentemente en países sudamericanos es debido a que se encuentran dentro del denominado Cinturón de Fuego del Pacífico, el que ocasiona una intensa actividad sísmica y volcánica.

Por todas las razones mencionadas, es relevante analizar el impacto que pueden ocasionar los eventos catastróficos de baja probabilidad, pero de alto impacto en la infraestructura de las redes de transmisión de energía eléctrica, por ejemplo, se puede analizar el estado del sistema eléctrico tras la pérdida de líneas de transmisión, de centrales de generación y de subestaciones, producto de la ocurrencia de eventos telúricos como terremotos.

La evaluación del impacto sísmico en la infraestructura se ha integrado desde hace varias décadas atrás [6], [7], sin embargo, recientemente varios autores han desarrollado metodologías de evaluación y adaptación de la resiliencia al sistema eléctrico en un marco de exposición a terremotos [8], [9], [10], aunque uno de los principales desafíos hoy en día, sigue siendo cuantificar la resiliencia con el objetivo de definir métricas que sean capaces de capturar el desempeño del sistema eléctrico durante las diferentes fases producidas por un evento sísmico.

En este contexto, se propone un modelo de simulación que permita evaluar el impacto sísmico de un sistema eléctrico ilustrativo de 3 barras, utilizando la metodología de evaluación de resiliencia de 4 fases propuesta en [11] que puede ser empleada para analizar cualquier amenaza natural. Por otra parte, para cuantificar la resiliencia de un sistema de transmisión de energía eléctrica expuesto a terremotos, se utiliza las métricas propuestas en [12] para capturar el desempeño operativo y de la infraestructura durante las diferentes fases causadas por el evento.

El artículo está conformado por las siguientes secciones: en la sección II se da una breve introducción de algunas métricas cuantitativas de resiliencia sísmica en sistemas eléctricos, en la sección III se propone una metodología para evaluar el impacto sísmico en sistemas de transmisión de energía eléctrica. En la sección IV se describe el caso de estudio, y en la sección V se presentan las conclusiones y se proponen los posibles trabajos futuros de investigación.

II. MÉTRICAS CUANTITATIVAS DE RESILIENCIA SÍSMICA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

En esta sección, primero se discute el triángulo conceptual de resiliencia para comprender las diferentes fases producidas por el evento disruptivo, seguido se presentan algunas métricas cuantitativas que se han propuesto para medir la resiliencia sísmica del sistema de transmisión.

A. Triángulo de resiliencia

Un sistema eléctrico puede experimentar diferentes fases cuando se produce un evento exógeno, como un desastre natural o climas extremos. Por lo tanto, es importante definir estas

fases, con el propósito de evaluar la resiliencia de la infraestructura eléctrica y las estrategias que mejoran el desempeño para tales eventos.

El triángulo de resiliencia presentado en la Fig. 2 representa la degradación de la funcionalidad del sistema por daños e interrupciones, así como la restauración en el tiempo de una infraestructura después del evento. De acuerdo con la Fig. 2, el nivel de resiliencia del sistema eléctrico expuesto a terremotos se puede representar en tres intervalos de tiempo. La primera fase, cubre el intervalo de tiempo $[t_0, t_{oe}]$, donde se muestra el nivel de resiliencia del sistema antes del evento disruptivo. Cuando se trata de un terremoto cuya duración del impacto es en segundos, se produce una degradación de la resiliencia que puede ser severa e inmediata en el tiempo t_{oe} . Durante este período, el nivel de resiliencia del sistema disminuye gradualmente desde el valor inicial R_{0o} , R_{0i} (operativa y de infraestructura respectivamente) hasta su valor mínimo, es decir, R_{pdo} , R_{pdi} . Luego con el inicio del proceso de restauración en el momento t_r , el nivel de resiliencia del sistema eléctrico vuelve gradualmente a su estado original (el valor deseado antes del desastre, R_{0o} , R_{0i}). El tiempo después de T_{or} , T_{oi} es el estado de resiliencia después de completar el proceso de recuperación del sistema.

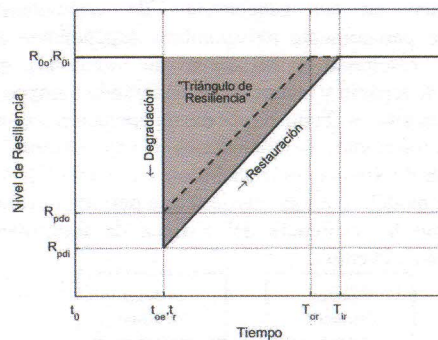


Fig. 2. Triángulo de Resiliencia

B. Métricas cuantitativas de Resiliencia

Para cuantificar la resiliencia de un sistema eléctrico, es fundamental definir las métricas que sean capaces de capturar el desempeño de la red durante las diferentes fases asociadas con un evento disruptivo.

En este contexto, la Tabla I presenta un conjunto de métricas propuestas en [12], que es definido por los autores como el sistema de métricas de resiliencia "ΦΔΕΠ" cuyo acrónimo es *FLEP*. Estas métricas son utilizadas para cuantificar la resiliencia del sistema eléctrico, específicamente para qué tan rápido (Fast) y qué tan bajo (Low) cae la resiliencia después de que ocurre el evento, cuán extenso (Extensive) es el estado degradado posterior al evento y con qué rapidez (Promptly) la red se recupera a su estado resiliente previo al evento, considerando tanto la recuperación operativa como de infraestructura. Donde t_{ee} es el tiempo final del evento, t_{or} y t_{oi} es el tiempo de inicio del proceso de restauración para la resiliencia operativa y de infraestructura, respectivamente.

TABLA I
MEDIDAS DE RESILIENCIA

Métrica	Expresiones Matemáticas		Unidades de Medida	
	Operacional	Infraestructura	Operacional	Infraestructura
F	$\frac{R_{pdo} - R_{0o}}{t_{ee} - t_{oe}}$	$\frac{R_{pdi} - R_{0i}}{t_{ee} - t_{oe}}$	MW/horas	Número de líneas tripped* / horas
L	$R_{0o} - R_{pdo}$	$R_{0i} - R_{pdi}$	MW	Número de líneas tripped
E	$t_{or} - t_{ee}$	$t_{ir} - t_{ee}$	Horas	Horas
P	$\frac{R_{0o} - R_{pdo}}{T_{or} - t_r}$	$\frac{R_{0i} - R_{pdi}}{T_{ir} - t_r}$	MW/horas	Número de líneas restauradas / horas

*Tripped = Disparo de apertura del interruptor.

III. METODOLOGÍA

Para evaluar la resiliencia sísmica en el sistema de transmisión eléctrica, se propone un modelo de simulación que permita modelar el efecto de los terremotos en la infraestructura eléctrica, a través de la metodología mostrada esquemáticamente en la Fig. 3.

Primero se considera que este evento disruptivo afecta al sistema eléctrico en un subconjunto de componentes indisponibles (o parcialmente indisponibles dependiendo del estado de daño resultante de las curvas de fragilidad), que posteriormente se reparan y recuperan considerando tiempos de restauración estocásticos. Todo el proceso de operación normal, ocurrencia del terremoto, desconexiones y reconexiones es obtenido a través de Simulaciones de Monte Carlo (SMC). Así, el resultado del modelo entrega métricas que permiten evaluar cuantitativamente la resiliencia del sistema de transmisión frente a este tipo de eventos.

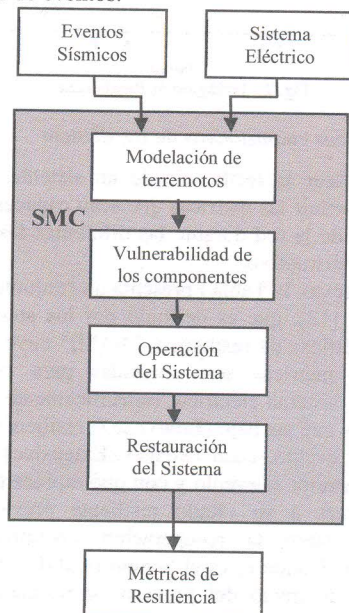


Fig. 3. Metodología

¹ Escala sismológica de magnitud de momento

A continuación, se presentan las diferentes fases que forman parte de la metodología para evaluar la resiliencia en la operación e infraestructura de un sistema eléctrico frente a la ocurrencia de un evento sísmico.

A. Modelación de terremotos

Para analizar el desempeño sísmico de los componentes de un sistema de transmisión (subestaciones y torres de transmisión), se calcula el nivel de intensidad de movimiento del suelo dado un terremoto, es decir, el valor PGA (Peak Ground Acceleration) para cada uno de los componentes, utilizando la siguiente ley de atenuación [13]:

$$\ln PGA = 6.36 + 1.76 \times M - 2.73 \times \ln(R + 1.58e^{0.608M}) + 0.00916 \times h \quad (1)$$

Donde M es la magnitud del movimiento telúrico cuyas unidades deben expresarse en la escala de magnitud de momento y R es la distancia desde las coordenadas de ubicación de cada componente hasta el epicentro en km, y h es la profundidad focal en km. La PGA se mide en gals.

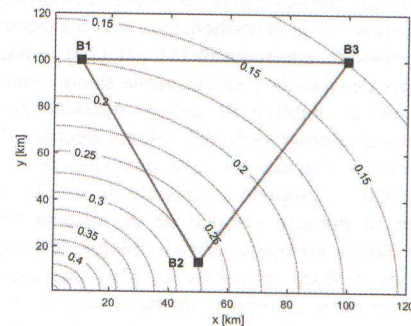


Fig. 4. Distribución del PGA en el plano

Como ejemplo, la Fig. 4 muestra la visualización de los diferentes valores de PGA a nivel de transmisión en un plano ficticio, de un terremoto con magnitud 7.8 Mw¹ con una profundidad focal de 20 km y ubicado en la posición (0,0).

B. Vulnerabilidad de los componentes basada en las curvas de fragilidad

Después de obtener los valores de PGA de cada componente de la red eléctrica, el segundo paso corresponde a evaluar el estado de daño de cada componente vulnerable mediante el uso de curvas de fragilidad.

Una curva de fragilidad expresa la probabilidad de que los componentes del sistema alcancen diferentes estados de daño, condicionados a la PGA. Basado en la metodología de evaluación del riesgo sísmico HAZUS [14], en este trabajo los componentes eléctricos modelados como vulnerables son las subestaciones. Para cada componente, las curvas de fragilidad asignan uno de cinco estados de daño posibles: Sin daño, Leve, Moderado, Severo o Completo (Fig. 5).

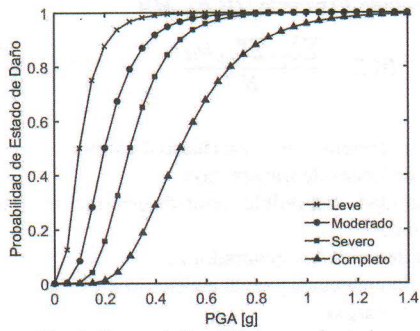


Fig. 5. Curvas de Fragilidad para subestaciones

En la práctica, las probabilidades de estar o exceder un estado de daño se comparan con un número aleatorio distribuido uniformemente $r \sim U(0,1)$. Si esta probabilidad del componente es mayor que r , entonces se asigna un estado de daño al componente. En la Tabla II se muestra los estados de daño que se puede asignar a los componentes vulnerables afectados por un terremoto. El porcentaje de daño representa la degradación (Derrateo o Derrating) de la capacidad disponible del componente, en este caso, las subestaciones provocan un derrateo en los componentes conectados a estas, por lo tanto, los generadores, líneas de transmisión y consumos dejan de estar disponibles total o parcialmente como resultado de la falta de disponibilidad de la subestación.

TABLA II
ESTADOS DE DAÑO PARA SUBESTACIONES

Componente	Estado de daño	Porcentaje de Daño	Capacidad disponible
Subestaciones	Sin daño	0 %	Total
	Leve	5 %	Parcial
	Moderado	40 %	Parcial
	Severo	70 %	Parcial
	Completo	100 %	Indisponible

Por otro lado, las torres de transmisión presentan solo dos estados después de que ocurra un terremoto: en servicio o fuera de servicio. En este caso, se utiliza una sola curva de fragilidad [15] para representar los estados de encendido / apagado como se muestra en la Fig. 6. Se considera que una línea de transmisión falla si, al menos, una de sus torres falla.

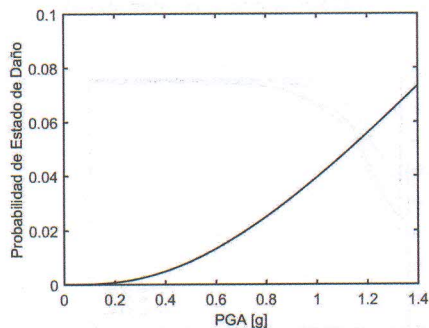


Fig. 6. Curva de Fragilidad para torres de transmisión

C. Operación del sistema

Luego, se realiza un AC-OPF para evaluar los parámetros eléctricos cuando varios componentes podrían estar indisponibles. Esta etapa se implementa en MATLAB, utilizando MATPOWER, que es una librería de código abierto para la optimización de sistemas de energía. Cabe mencionar que los escenarios de contingencia del sistema eléctrico cambian en diferentes estados con el impacto asociado al terremoto.

D. Restauración del sistema

Los indicadores de resiliencia de operación e infraestructura se ven muy afectados por la duración del daño del equipo. Los tiempos de restauración están fuertemente relacionados con la severidad del evento. Por razones de simplificación, en este trabajo se plantea el supuesto que los tiempos de restauración de los componentes solo dependen de sus estados de daño. Estos tiempos de restauración se muestrean a partir de una distribución normal de acuerdo con los parámetros utilizados para las subestaciones y torres de transmisión que se detallan en [16]. En esta etapa, los componentes que cumplen su tiempo de restauración están disponibles nuevamente.

IV. CASO DE ESTUDIO

En este trabajo se utiliza un sistema eléctrico ilustrativo de tres barras que se muestra en la Fig. 7. Este modelo consiste en dos generadores que proporcionan energía a las cargas en la barra 2 y en la barra 3. Cada una de las barras representa una subestación a nivel de transmisión. Las líneas de transmisión son de circuito simple. Se pueden encontrar más detalles sobre esta red de prueba en [17].

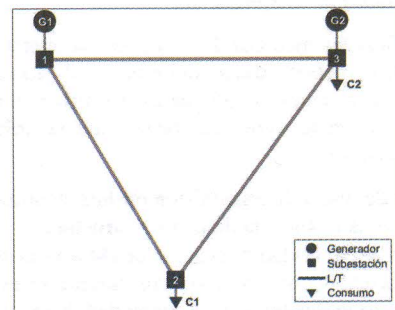


Fig. 7. Sistema eléctrico de 3 barras

Como se puede observar en la Fig. 8, la red de prueba se ha dividido arbitrariamente en 3 regiones (con el supuesto que dentro de cada región ocurre un terremoto de diferente magnitud y con la ubicación que se puede observar). De esta manera, se propone representar regiones de riesgo sísmico en el mapa para mostrar el desempeño operativo y de infraestructura del sistema eléctrico dependiendo de la severidad y ubicación del evento.

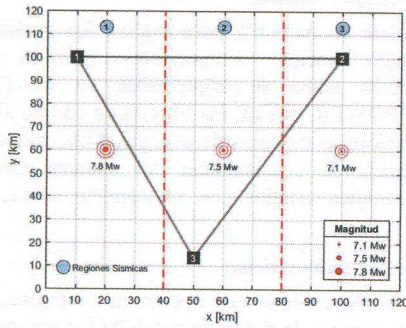


Fig. 8. Regiones Sísmicas

Para modelar la intensidad sísmica (PGA) en cada componente de la red de prueba se utiliza la Ec. 1, considerando terremotos de magnitud 7.8 Mw, 7.5 Mw y 7.1 Mw, con una profundidad de 20 km para las regiones 1, 2 y 3 respectivamente. Después de determinar la probabilidad de estado de daño de cada componente de la red, se utilizan simulaciones de Monte Carlo para generar varios escenarios en los que los componentes eléctricos están funcionando parcialmente o se encuentran fuera de servicio. Luego, se realiza un AC-OPF para determinar los parámetros eléctricos en cada escenario de contingencia generado en la SMC. Se considera un tiempo de simulación horaria de 720 horas, que se divide en intervalos de tiempo con una duración de 4 horas cada uno, para que se visualice de mejor forma la etapa de recuperación del sistema. Después de completar todas las simulaciones, se pueden calcular las métricas de desempeño del sistema eléctrico.

A. Resultados de la Simulación

Para cuantificar las métricas de la resiliencia operativa y de infraestructura, se deben utilizar diferentes indicadores, para este caso particular, donde el enfoque es cuantificar el impacto de los terremotos en las redes de transmisión se utilizan los siguientes indicadores:

- el número de líneas de transmisión on-line se utiliza como indicador de la resiliencia de la infraestructura; y
- la cantidad de capacidad de generación (MW) y la demanda de la carga (MW) que se conectan durante el evento se utilizan como indicadores de la capacidad de recuperación operativa.

Cada uno de estos indicadores se obtienen como un valor esperado que se calcula de acuerdo con el estado de los componentes en cada escenario de contingencia generado en la SMC. Los indicadores de resiliencia para N escenarios se pueden calcular utilizando las siguientes ecuaciones:

Líneas de Transmisión On-line Esperadas (LTOE)

$$LTOE = \frac{\sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^b T_{lk}}{N} \quad (2)$$

Capacidad Esperada de Generación conectada (CEGC), MW

$$CEGC = \frac{\sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^m G_{ik}}{N} \quad (3)$$

Demanda conectada Esperada (DCE), MW

$$DCE = \frac{\sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^n D_{jk}}{N} \quad (4)$$

Donde:

T_{lk} es la línea en servicio l en el escenario k -ésimo.

b es el número de líneas de transmisión.

G_{ik} es la capacidad disponible unidad generación i en el escenario k -ésimo.

m es el número de unidades generadoras.

D_{jk} es la demanda conectada j en el escenario k -ésimo.

n es el número de cargas.

Además, la captura de estos indicadores en cada período de simulación (Ej.: 4 horas) permite cuantificar la fase de restauración del sistema utilizando el sistema métrico Φ_{AEP} . En base a estos indicadores, también se definen las unidades de medida de las métricas de resiliencia de la Tabla I.

En las Fig. 9, 10 y 11 se muestran los indicadores de resiliencia operativa y de infraestructura como una función del tiempo.

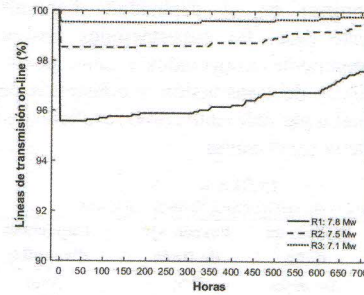


Fig. 9. Líneas de transmisión on-line (%)

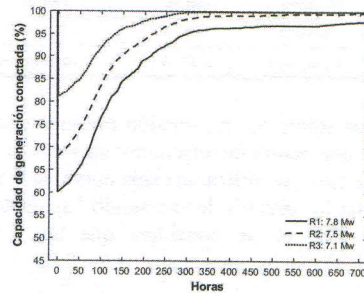


Fig. 10. Capacidad de generación conectada (%)

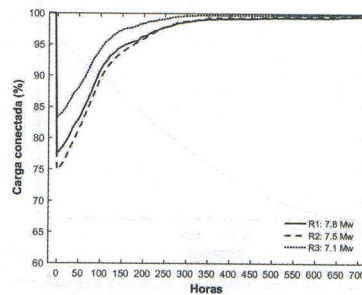


Fig. 11. Carga conectada (%)

A continuación, en base a los indicadores anteriores se puede cuantificar la resiliencia del sistema de transmisión a través de algunas métricas propuestas en la Tabla I, considerando que se evalúan terremotos la degradación de la resiliencia será aguda e inmediata debido a la severidad y duración del desastre, por tal razón se calculan los índices L (Low) y P (Promptly) que permiten analizar la degradación y recuperación de la resiliencia durante el terremoto, así como la comparación del desempeño operativo y de infraestructura del sistema.

La primera métrica evaluada es L , es decir, cómo disminuye la resiliencia en el instante que ocurre el evento, los resultados se presentan en la Tabla III.

TABLA III
MEDIDA DE RESILIENCIA L

Evento Sismico	Indicador de Resiliencia		
	Línea de Transmisión	Generación conectada	Carga Conectada
Región 1	4.43 (% de líneas tripped)	39.96 (% de MW perdidos)	22.48 (% de MW perdidos)
Región 2	1.47 (% de líneas tripped)	31.98 (% de MW perdidos)	25.16 (% de MW perdidos)
Región 3	0.47 (% de líneas tripped)	18.88 (% de MW perdidos)	16.76 (% de MW perdidos)

*Tripped = Disparo de apertura del interruptor.

Como se puede comparar con los datos de la tabla anterior la degradación tiene mayor impacto sobre la resiliencia operativa (R_{pao}) obtenida por los indicadores de generación y carga conectadas (Fig. 10 y 11 respectivamente), comparado con la degradación de la resiliencia de la infraestructura (R_{pdi}) en la Fig. 9. Además, es evidente que la magnitud y ubicación del evento producen diferencias en el efecto de la disminución de la resiliencia operativa y de infraestructura.

La segunda métrica evaluada es P , es decir, qué tan rápido se recuperan los niveles de resiliencia operacional y de infraestructura. En la Tabla IV se presentan los resultados obtenidos. Con los resultados obtenidos y como se puede observar en las Fig. 10 y 11 los indicadores operativos de generación y carga conectados se recuperan con mayor anticipación que el indicador de infraestructura de las líneas de transmisión on-line (Fig. 9), esto debido a los tiempos de restauración generados por el terremoto en las torres de transmisión y por la indisponibilidad de los componentes no restaurados de una subestación que se asocian a una línea de transmisión.

V. CONCLUSIONES

La contribución de este trabajo se enfoca en desarrollar un modelo de simulación aplicando una metodología de evaluación de resiliencia frente a eventos sísmicos, para obtener indicadores y métricas que permitan evaluar el desempeño operativo y de la infraestructura de un sistemas de transmisión de energía eléctrica, con el fin de que estos indicadores se puedan considerar en un análisis posterior para mejorar la capacidad de identificar y mitigar los riesgos asociados a la ocurrencia de un terremoto, además puede ser utilizada para

preparar planes que permitan resguardar la infraestructura eléctrica y contar con un sistema eléctrico más resiliente.

El marco de evaluación del impacto sísmico propuesto permite modelar y cuantificar la vulnerabilidad de los componentes del sistema eléctrico (subestaciones y líneas de transmisión) frente a la ocurrencia de un evento de baja probabilidad pero que provoca un alto impacto en la infraestructura (Ej.: Terremoto).

Es importante señalar que la metodología propuesta fue aplicada a un modelo ilustrativo sin embargo esta puede ser extendida a sistemas eléctricos reales.

Como trabajo futuro, se propone desarrollar un marco general de evaluación de resiliencia del sistema eléctrico bajo diferentes condiciones extremas (climáticas, desastres naturales), con el fin de contribuir en procesos de planificación y operación de redes de transmisión de energía eléctrica.

TABLA IV
MEDIDA DE RESILIENCIA P

Evento sismico	Indicador de Resiliencia		
	Línea de Transmisión	Generación conectada	Carga Conectada
Región 1	0.0046 (% de líneas restauradas/h)	0.037 (MW restaurados/h)	0.022 (MW restaurados/h)
Región 2	0.0017 (% de líneas restauradas/h)	0.038 (MW restaurados/h)	0.038 (MW restaurados/h)
Región 3	0.0005 (% de líneas tripped)	0.061 (MW restaurados/h)	0.068 (MW restaurados/h)

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen el apoyo de la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación SENESCYT de Ecuador, a través de la Beca SENESCYT/ARSEQ-BEC-006295-2018, para la realización de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] F. Cadini, E. Zio, and C. A. Petrescu, "Optimal expansion of an existing electrical power transmission network by multi-objective genetic algorithms," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 95, no. 3, pp. 173–181, 2010.
- [2] M. Panteli and P. Mancarella, "Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies," *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 259–270, 2015.
- [3] Z. Bie, Y. Lin, G. Li and F. Li, "Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1253-1266, July 2017.
- [4] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "Plan Maestro de Electricidad 2016-2025," 2017. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PME%202016-2025.pdf>
- [5] G. Long, "Reconectando a Chile después del Terremoto, Revista Business Chile," 2010. [Online]. Available: <http://www.businesschile.cl/es/noticia/terremoto/reconectando-chiledespues-%0Adel-terremoto>.
- [6] J.A. Pires, A.H.-S. Ang, R. Villaverde, "Seismic reliability of electrical power transmission systems," *Nuclear Engineering and Design*, vol. 160, Pages 427-439, 1996.
- [7] I. Vanzi, R. Giannini, and P. E. Pinto, "Seismic reliability of electrical power transmission systems," *Reliability Optimization Structure*

- System*, vol. 160, no. 3, pp. 427–439, 1995.
- [8] S. Espinoza et al., "Seismic resilience assessment and adaptation of the Northern Chilean power system," 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, 2017, pp. 1-5.
- [9] A. Navarro-Espinosa et al., "Improving distribution network resilience against earthquakes," IETSES International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2017), Birmingham, 2017, pp. 1-6.
- [10] A. Poulos, S. Espinoza, J. C. de la Llera, and H. Rudnick, "Seismic Risk Assessment of Spatially Distributed Electric Power Systems," *6th World Conference Earthquake, 16WCEE 2017*, no. May, p. 11, 2017.
- [11] S. Espinoza, M. Panteli, P. Mancarella, and H. Rudnick, "Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards," *Electric Power System Research.*, vol. 136, pp. 352–361, 2016.
- [12] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides and N. D. Hatzigiorgiou, "Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4732-4742, Nov. 2017.
- [13] C. B. Crouse and M. EERI, "Ground Motion Attenuation Equations for Earthquakes on the Cascadian Subduction Zone," in *Earthquake Spectra*, 1991.
- [14] D. of H. S. F. E. M. Agency, "Multi-hazard Loss Estimation Methodology - HAZUS." 2001.
- [15] L. Xie, J. Tang, H. Tang, Q. Xie, and S. Xue, "Seismic Fragility Assessment of Transmission Towers via Performance-based Analysis," *15th World Conference Earthquake Engineering*, p. 10, 2012.
- [16] H. Masoomi and J. W. van de Lindt, "Restoration and functionality assessment of a community subjected to tornado hazard," *Structure Infrastructure Engineering*, vol. 14, no. 3, pp. 275–291, 2018.
- [17] R. Billinton and W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods," 1st ed., New York: Springer, 1994.



A. Villamarín-Jácome obtuvo su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Latacunga, Ecuador en 2014 y obtuvo el grado de Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile, Santiago, Chile en 2019. Trabajó en CELEC EP – UN Transelectric en el área de subestaciones de 500 kV. Actualmente

está cursando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile. Sus áreas de interés incluyen la evaluación y planificación de sistemas eléctricos resilientes.



D. Ortiz-Villalba, obtuvo su título de Ingeniero Electromecánico de la Escuela Politécnica del Ejército en 2005, Ecuador, obtuvo el grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería Mención Eléctrica en la Universidad de Chile en 2011, Chile. Fue Jefe del Departamento de Diseño de la empresa Ecuatran S.A., se desempeñó como ingeniero de proyectos en la empresa SGS Chile área de Cambio Climático, y trabajó como ingeniero de proyectos e investigador en el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Actualmente,

se encuentra cursando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile. Su campo de investigación se encuentra relacionado con energías renovables, Smartgrids, sistemas SCADA y estabilidad de sistemas eléctricos.