

Resilience Assessment in Ecuadorian Power Network Against Seismic Events

Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos

A. Villamarín¹ J. R. Haro¹ M. Aguirre² D. Ortiz^{1,2}

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile
E-mail: avillama@ing.uchile.cl; jharo@ing.uchile.cl

²Departamento de Eléctrica y Electrónica, Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE, Sangolquí, Ecuador
E-mail: mxaguirre1@espe.edu.ec; ddortiz5@espe.edu.ec

Abstract

The unleashing of a series of natural catastrophic events (such as earthquakes, tsunamis, wildfires, hurricanes, etc.), have made power systems more vulnerable to damage to their components, thus affecting their ability to energy supply. In this context, the current challenge of electrical systems is focused on simulating and quantifying the impact of various catastrophic events, recognizing their high complexity and stochastic occurrence. The present work proposes a methodology to evaluate the seismic impact in a real electric network, using Monte Carlo simulations to determine the vulnerability of the system components, incorporating a DC-OPF model with the aim of obtaining the optimal active power flows and quantifying the energy not supplied (ENS) of the system. The proposed methodology is applied in the National Interconnected System of Ecuador to obtain indexes and metrics to evaluate the system's resilience. The simulation results show the vulnerability of the system and quantify the degradation of the resilience in terms of operation and infrastructure depending on the magnitude and location of the seismic events.

Resumen

El desencadenamiento de una serie de eventos naturales catastróficos (tales como terremotos, tsunamis, incendios forestales, tornados, etc.), han provocado que los sistemas eléctricos de potencia sean más vulnerables a sufrir daños en sus componentes, afectando así en gran medida su capacidad para suministrar energía eléctrica. En este contexto, el desafío actual de los sistemas eléctricos se centra en simular y cuantificar el impacto de los diversos eventos catastróficos considerando su aleatoriedad de ocurrencia y alta complejidad. El presente trabajo propone una metodología para evaluar el impacto sísmico en un sistema eléctrico real, usando simulaciones de Monte Carlo para determinar la vulnerabilidad de los componentes del sistema, incorporando un modelo DC-OPF con el objetivo de obtener los flujos óptimos de potencia activa y cuantificar la energía no suministrada (ENS) del sistema. La metodología propuesta es aplicada en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador para obtener indicadores y métricas que permiten evaluar la resiliencia del sistema. Los resultados de la simulación muestran la vulnerabilidad del SNI y cuantifican la degradación de la resiliencia en términos de operación e infraestructura dependiendo de la magnitud y ubicación de los eventos sísmicos.

Index terms— Resilience, resilience metrics, fragility curves, earthquakes, Monte Carlo simulations, DC-OPF

Palabras clave— Resiliencia, métricas de resiliencia, curvas de fragilidad, eventos sísmicos, simulaciones de Monte Carlo, DC-OPF

Recibido: 08-11-2020, Aprobado tras revisión: 11-01-2021

Forma sugerida de citación: Villamarín, A.; Haro, J.; Aguirre, M.; Ortiz, D. (2021). "Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos". Revista Técnica "energía". No. 17, Issue II, Pp. 18-28

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2021 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia están frecuentemente expuestos a daños catastróficos debido a la ocurrencia de desastres naturales. Recientemente varias amenazas naturales tales como terremotos, tsunamis, incendios forestales, tornados, etc., han provocado cortes prolongados del suministro de electricidad, daños severos o irreparables a los equipos causando pérdidas económicas a la sociedad [1].

Entre las diferentes amenazas naturales catastróficas, los terremotos son los más impredecibles y desastrosos, que afectan a una gran cantidad de países y que pueden producir efectos devastadores en las redes eléctricas. Bajo este contexto, Ecuador se sitúa sobre las placas oceánicas de Nazca y Sudamérica y en el cinturón de fuego del Pacífico. La subducción de estas placas genera un complejo sistema tectónico convirtiéndolo en un territorio vulnerable ante eventos sísmicos y volcánicos [2]. Por ejemplo, el 16 de abril de 2016, a las 19:00, se produjo un terremoto de magnitud 7.8 grados en la escala de Richter, con epicentro en la ciudad de Pedernales. Este terremoto provocó daños en los sistemas de subtransmisión y distribución; situación que causó la salida de operación de varias subestaciones y con ello la pérdida del suministro eléctrico en varios sectores del país, en particular, en las provincias de Manabí y Esmeraldas donde el periodo de recuperación del suministro se extendió por varios meses. Las pérdidas económicas del terremoto se estimaron en aproximadamente 103 millones de dólares para la reconstrucción integral de la infraestructura eléctrica de distribución en las zonas afectadas [2]. El 5 de marzo de 1987, se produjo un terremoto en las cercanías del volcán “El Reventador” ubicado entre las provincias de Napo y Sucumbíos, con una magnitud de 7.1 grados en la escala de Richter, que causó daños a varias centrales de generación y líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador. Los daños se estimaron en 3.8 millones de dólares [2].

Dentro de los daños mencionados anteriormente, uno de los más perjudiciales corresponde al daño estructural de los componentes que integran el SNI. Esto, debido a que el nivel de daño estructural de los componentes del sistema puede comprometer en gran medida la capacidad de generar, transmitir y distribuir electricidad hacia otras infraestructuras críticas (como servicio de potabilización de agua, telecomunicaciones, servicios de salud, entre otras), empeorando aún más las condiciones desfavorables durante la emergencia.

Por lo tanto, dados los antecedentes es claro que, los terremotos representan una amenaza real y constante para los sistemas eléctricos no solo de Ecuador sino de varios países del mundo. Evidentemente, esto demuestra las crecientes dificultades que enfrentan los sistemas eléctricos tradicionales que han sido diseñados, construidos y operados bajo criterios de confiabilidad [3], que consideran las llamadas interrupciones creíbles N-1

y N-2, ignorando la naturaleza estocástica de las amenazas naturales (en este caso particular terremotos) que son menos frecuentes, pero que pueden presentar un alto impacto en el suministro eléctrico y en el bienestar de la población [4]. Es por esto que, dentro de la literatura de confiabilidad de suministro eléctrico se ha comenzado a considerar el concepto de resiliencia del sistema eléctrico frente a este tipo de eventos exógenos a la red eléctrica [5]. 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 [6], [7].

Por los motivos expuestos anteriormente, 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. La evaluación del impacto sísmico en la infraestructura se ha integrado hace varias décadas [8], [9]. En este sentido, varios autores han desarrollado metodologías de evaluación y adaptación de la resiliencia al sistema eléctrico en un marco de exposición a terremotos [10], [11], [12]. Sin embargo, uno de los principales desafíos hoy en día, sigue siendo evaluar el impacto de los terremotos en la infraestructura de las redes eléctricas. En este contexto, se propone un modelo de simulación que permite evaluar el impacto sísmico en el sistema eléctrico ecuatoriano, utilizando una metodología de evaluación de resiliencia propuesta en [13]. Por otra parte, para cuantificar la resiliencia de un sistema de transmisión de energía eléctrica expuesto a terremotos, se utilizan diferentes métricas propuestas en la literatura [14] para capturar el desempeño operativo y de la infraestructura durante la ocurrencia del evento.

El artículo está conformado por las siguientes secciones: en la sección 2 se da una breve descripción del sistema eléctrico ecuatoriano. En la sección 3, se propone una metodología para evaluar el impacto sísmico en los sistemas de transmisión de energía eléctrica. En la sección 4, se describe el caso de estudio, y en la sección 5 se presentan los análisis de resultados. Por último, en la sección 6, se presentan las conclusiones y recomendaciones, y además se proponen los posibles trabajos futuros de investigación.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

Al SNI se lo define como el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica; el cual no incluye la distribución de electricidad [15]. El SNI ecuatoriano



atraviesa tres de las cuatro regiones que posee el país, las cuales son: Costa, Sierra y Amazonía. La región Insular posee su propio sistema eléctrico, a cargo de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A. Para el transporte de la energía eléctrica, el SNI emplea sistemas de transmisión en 138 kV, 230 kV y 500 kV. El sistema troncal de transmisión está conformado por las líneas y subestaciones de 230 kV y las líneas de 500 kV. Para vincular el sistema troncal de transmisión con los centros de distribución y centrales de generación, se emplean las líneas de transmisión en 138 kV. Además, el SNI es capaz de entregar y/o recibir energía eléctrica a través de las interconexiones con sus países vecinos: Colombia y Perú a través del sistema de 230 kV, empleando las conexiones con las subestaciones Pomasqui - Jamondino y Machala - Zorritos respectivamente. Por último, dado que el país, se encuentra en una ubicación geográfica favorable, cerca del 65% de su capacidad instalada de generación emplea fuentes renovables, siendo las centrales hidroeléctricas quienes abarcan la mayoría de este porcentaje, con un 62.58% del total [16].

A continuación, las subsecciones 2.1 a 2.4 describen los componentes del SNI. Los datos fueron obtenidos de las diferentes instituciones ecuatorianas del sector eléctrico como: Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MEER).

2.1. Plantas de generación

En [16], se establece que, durante el año 2019, 66 empresas de carácter público y privado desarrollaron sus actividades dentro del marco de generación y autogeneración. Durante este año, 129 centrales de generación con un total de 303 unidades, que emplean recursos renovables y no renovables, estuvieron operativas con un total de 7.274 MW de capacidad instalada. Esta capacidad de generación está formada por los siguientes tipos de unidades: hidráulica (62,58%), fotovoltaica (0,33%), eólica (0,26%), biomasa (1,69%), biogás (0,08%), turbogas (9,64%), turbovapor (5,36%) y motores de combustión interna (20,05%) [17]. Además, dentro de este periodo se inició la construcción de catorce proyectos de generación eléctrica, dentro de los cuales: once corresponden a centrales hidroeléctricas, dos a centrales termoeléctricas y una central eólica, que una vez finalizadas, incrementaran en 644,5 MW la capacidad de generación nacional [2]. Adicionalmente, dentro de la fase de diseño definitivo, se encuentran los proyectos hidroeléctricos Santiago y Cardenillo, con una capacidad de 2.400 MW y 596 MW respectivamente. Como se puede observar, la mayoría de los proyectos están enfocados a aprovechar el gran potencial hídrico del país. Al finalizar el año 2019, la energía producida alcanzó un valor de 27.733,96 GWh, donde el 88,39% está conformada por centrales hidráulicas.

2.2. Subestaciones

Las subestaciones son un elemento clave en los sistemas de energía eléctrica, ya que forman enlaces esenciales entre las plantas de energía, líneas de transmisión y cargas. Además, las subestaciones pueden aumentar y disminuir los niveles de voltaje para permitir la conexión entre líneas de transmisión de diferentes voltajes. Según [2] y [17], en el SNI existen 63 subestaciones de transmisión (incluyendo 4 subestaciones móviles y 8 de seccionamiento) con una capacidad de transformación instalada de 16.294,54 MVA (incluyendo reserva). A partir del equipamiento de transformación, las subestaciones pueden poseer patios de diferentes niveles de voltaje. El SNI cuenta con la siguiente distribución de subestaciones: i) 3 con patios de 500 kV y 230 kV, ii) 2 con patios de 230 kV únicamente, iii) 7 con patios de 230 kV, 138 kV y 69 kV, iv) 5 con patios de 230 kV y 138 kV, v) 5 con patios de 230 y 69 kV, vi) 2 con patios de 138 kV únicamente, vii) 23 con patios de 138 kV y 69 kV, viii) 4 con patios de 138 kV y 22 o 13,8 kV, ix) 3 móviles de 138/69 kV y 1 de 230/69 kV, x) 4 de seccionamiento a 138 kV y 4 a 230 kV.

2.3. Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión conectan todas las subestaciones y transportan de manera eficiente la electricidad generada por las centrales eléctricas hacia las cargas. En [16], se detalla que dentro del SNI, existen 6.016 km de líneas de transmisión, distribuidos de la siguiente manera: 610,17 km de líneas de transmisión de 500 kV, 3.1990 km de líneas de transmisión de 230 kV y 2.207 km de líneas de transmisión de 138 kV, que atraviesan las tres regiones del Ecuador (Costa, Sierra y Oriente). Adicionalmente, el SNI cuenta con dos líneas de transmisión doble circuito de 272.63 km en total, que interconecta las subestaciones Pomasqui - Jamondino (Ecuador - Colombia) y una línea de transmisión de 53,19 km que interconecta las subestaciones Machala-Zorritos (Ecuador-Perú) [2].

2.4. Cargas

Las cargas representan la demanda de energía eléctrica de los diferentes clientes existentes en el SNI; estos clientes son catalogados como residenciales, comerciales e industriales. Mediante los datos expuestos en [16], en el año 2019, la demanda máxima en bornes de generación fue de 3.953,33 MW. Como se mencionó en la subsección 2.1, la generación actual del SNI puede abastecer la demanda total del sistema, debido a la gran capacidad de generación instalada que en su mayoría se compone de centrales hidroeléctricas. Además, el consumo energético nacional durante el año 2019 se concentró en las empresas de distribución de: CNEL EP con un 57,31% y en la E.E. Quito con un 20,14%. La empresa CNEL EP, abarca las unidades de negocio de: CNEL EP – Guayaquil, CNEL EP – Guayas Los Ríos, CNEL EP – Manabí, CNEL EP – El Oro, lo que



demuestra que, la mayor concentración de consumo energético se encuentra en la región Costa del Ecuador.

3. METODOLOGÍA

Para evaluar el impacto sísmico en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se propone una metodología que permite modelar el efecto de los terremotos en la operación e infraestructura eléctrica. En la Figura 1, se ilustra esquemáticamente las etapas y procesos de la metodología propuesta.

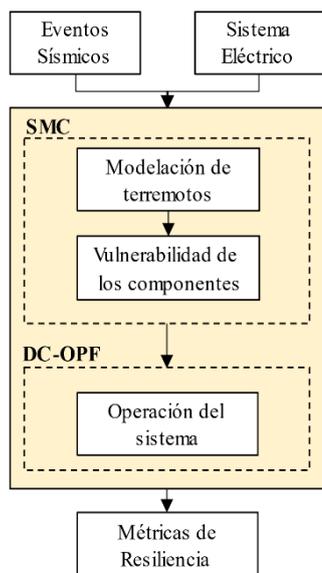


Figura 1: Metodología

En términos generales, la metodología se basa en una modelación de dos etapas. En la primera etapa, se modelan los eventos sísmicos y se evalúa el nivel de vulnerabilidad de los componentes del sistema eléctrico (en particular, subestaciones) frente a la ocurrencia de terremotos, a través del método de simulación de Monte Carlo (SMC). Este método de SMC se emplea para evaluar el estado de daño de los componentes del sistema y generar diferentes escenarios de contingencias causados por un evento sísmico.

En la segunda etapa, se modela la operación del sistema eléctrico incorporando todos los posibles escenarios de contingencias que provienen de las SMC, a través de la resolución de un modelo DC-OPF (del inglés Direct Current-Optimal Power Flow). El modelo DC-OPF bajo escenarios de contingencias se implementa para cuantificar la energía no suministrada (ENS) del sistema. Mediante los resultados obtenidos de la operación post-contingencia, se determinan las diferentes métricas de resiliencia que permiten cuantificar el desempeño operativo y de infraestructura del sistema eléctrico ante la ocurrencia de eventos sísmicos.

En las subsecciones siguientes, se explica en detalle cada etapa y proceso de la metodología propuesta.

3.1. Modelación de terremotos

Para analizar el desempeño sísmico de los componentes del sistema eléctrico, se calcula el nivel de intensidad de movimiento del suelo dado un terremoto, es decir, el valor PGA (PGA del inglés Peak Ground Acceleration) para cada uno de los componentes, utilizando la siguiente ley de atenuación [18]:

$$PGA(r, h, M) = \frac{e^{-2.73 \cdot \log(r+1.58 \cdot \exp(0.608 \cdot M))} \cdot e^{6.36+1.76 \cdot M+0.00916 \cdot h}}{980.665} \quad (1)$$

donde M es la magnitud del movimiento telúrico cuyas unidades deben expresarse en la escala de magnitud de momento, que también depende de la posición específica en el mapa (x, y) . El Hipocentro es (ex, ey, h) y $r = \sqrt{(ex - x)^2 + (ey - y)^2}$. El resultado es dividido por 980.665 para obtener el resultado en unidades de g ($1g = 980.665$ [gals]). El primer término de la exponencial anterior se llama atenuación. El segundo es la magnitud en la superficie.

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

En primera instancia, se consideran daños estructurales causados por terremotos únicamente en subestaciones de transmisión, descartando así daños estructurales en la infraestructura de generación. Esto, debido a que, de acuerdo a experiencias reportadas en la literatura, se señala que, las instalaciones eléctricas de transmisión y distribución son las más vulnerables ante a la ocurrencia de eventos sísmicos de gran magnitud [19]. Es así como, en segunda instancia, se establece que, los daños en centrales de generación pueden ser despreciados, y, por lo tanto, las salidas de operación de los generadores están condicionadas al daño estructural de la subestación donde inyectan su generación. En cuanto a los daños en líneas de transmisión pueden ser también subestimados por ser elementos aéreos, al igual que los generadores, las salidas de operación de líneas de transmisión están sujetos al daño estructural de la subestación donde están conectados.

Para determinar el nivel de daño estructural que sufren las subestaciones ante la ocurrencia de un evento sísmico, se utilizan las denominadas curvas de fragilidad [20], debido a que son herramientas estadísticas que representan la probabilidad de estar o exceder un cierto nivel de daño en una estructura física en función de algún parámetro que represente movimientos de suelo, en este caso el PGA. Basado en la metodología de evaluación del riesgo sísmico HAZUS [20], las curvas de fragilidad para subestaciones de transmisión se clasifican en alto voltaje (> 350 kV), medio voltaje (150 kV a 350 kV) y bajo voltaje (34,5 kV a 150 kV). Para este trabajo, se denominan subestaciones de 500 kV como alto voltaje, subestaciones de 230 kV como medio voltaje y subestaciones de 138 kV como bajo voltaje. En la Figura 2 se muestran las curvas de fragilidad para las subestaciones de 230 kV.

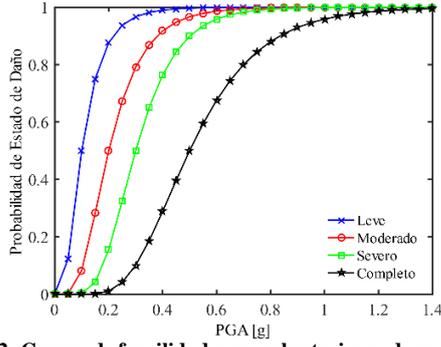


Figura 2: Curvas de fragilidad para subestaciones de medio voltaje

Según las curvas de fragilidad, el estado estructural de cada subestación está definido por cinco niveles de daños (sin daño, leve, moderado, severo y completo). Estos distintos niveles de daños estructurales en las subestaciones son los que condicionan directamente la operación de los demás componentes del sistema (generadores, líneas, y cargas). Es así como, centrales de generación, líneas y cargas conectadas a una subestación que sufre cierto nivel de daño estructural son desconectadas de la red a través de una matriz binaria A que indica el estado de los componentes (desconexión o conexión) por escenario de contingencia. Todos los valores de la matriz A son igual a 1, por ejemplo, $A_{g,s} = 1$ para generadores, $A_{l,s} = 1$ para líneas, y $A_{n,s} = 1$ para cargas. Esto se debe a que, inicialmente, ninguna subestación sufre ningún daño estructural, es decir, el sistema se encuentra operando en estado normal. Sin embargo, ciertos valores de la matriz A adoptan el valor 0 a medida que las subestaciones vayan sufriendo daños estructurales en consecuencia de un terremoto, por lo tanto, $A_{g,s} = 0$ para generadores, $A_{l,s} = 0$ para líneas, y $A_{n,s} = 0$ para cargas. Todas las matrices binarias de estados de conexión/desconexión de los componentes del sistema por escenario de contingencia ($A_{g,s}$, $A_{l,s}$, $A_{n,s}$) son incorporadas en el proceso de operación con el objetivo de cuantificar la ENS y evaluar cómo un evento sísmico pone en riesgo la seguridad y calidad del suministro de energía.

3.3. Operación del Sistema

Tradicionalmente, la operación de los sistemas eléctricos se ha basado en la resolución de un modelo DC-OPF para determinar los flujos óptimos de potencia activa a través de las líneas de transmisión, y también para determinar las inyecciones de generación de las centrales eléctricas, con la finalidad de abastecer una demanda o carga determinada. Para la operación del sistema eléctrico bajo la ocurrencia de distintas fallas en sus componentes, el modelo DC-OPF incorpora varios escenarios de contingencias generados por la SMC. Dichos escenarios de contingencias contienen diferentes estados de conexión y desconexión de generadores, líneas y cargas en función del análisis de vulnerabilidad de los componentes. En este sentido, el modelo DC-OPF bajo contingencias determina los flujos óptimos de potencia activa, y además cuantifica la ENS del sistema.

La formulación matemática del modelo DC-OPF bajo contingencias corresponde a un problema de optimización lineal definido por las siguientes ecuaciones (2)-(13). En el apéndice A, se detalla la nomenclatura del modelo implementado.

Función objetivo:

$$\min \left\{ \sum_{g \in G} \pi_g^{op} \cdot P_{g,s=0} + \sum_{s \in SC} \sum_{n \in N} VoLL_n \cdot ENS_{n,s} \right\} \quad (2)$$

Sujeta a:

$$\sum_{g \in G_n} P_{g,s} + \sum_{h \in H_n} P_{h,s} + \sum_{r \in R_n} P_{r,s} + \sum_{l \in L \text{ y } o(l)=n} f_{l,s} - \sum_{l \in L \text{ y } r(l)=n} f_{l,s} + ENS_{n,s} = D_n \cdot A_{n,s} \quad \forall n \in N, \forall s \in SC \quad (3)$$

$$0 \leq ENS_{n,s} \leq D_n \cdot A_{n,s} \quad \forall n \in N, \forall s \in SC \quad (4)$$

$$\sum_{g \in G} R_{g,s=0}^{up} + \sum_{h \in H} R_{h,s=0}^{up} \geq \overline{P_i} + 0.1 \cdot \sum_{n \in N} D_n \quad s = 0 \in SC \quad (5)$$

$$0 \leq P_{g,s=0} + R_{g,s=0}^{up} \leq P_g^{\max} \quad \forall g \in G, s = 0 \in SC \quad (6)$$

$$0 \leq P_{h,s=0} + R_{h,s=0}^{up} \leq P_h^{\max} \cdot fp_h \quad \forall h \in H, s = 0 \in SC \quad (7)$$

$$0 \leq P_{r,s=0} \leq P_r^{\max} \cdot \alpha_r \quad \forall r \in R, s = 0 \in SC \quad (8)$$

$$0 \leq P_{g,s} \leq (P_{g,s=0} + R_{g,s=0}^{up}) \cdot A_{g,s} \quad \forall g \in G, \forall s \in SC \quad (9)$$

$$0 \leq P_{h,s} \leq (P_{h,s=0} + R_{h,s=0}^{up}) \cdot A_{h,s} \quad \forall h \in H, \forall s \in SC \quad (10)$$

$$0 \leq P_{r,s} \leq P_{r,s=0} \cdot A_{r,s} \quad \forall r \in R, \forall s \in SC \quad (11)$$

$$A_{l,s} \cdot -F_l^{\max} \leq f_{l,s} \leq F_l^{\max} \cdot A_{l,s} \quad \forall l \in L, \forall s \in SC \quad (12)$$

$$-M \cdot (1 - A_{l,s}) + \frac{\delta_{p(l,s)} - \delta_{q(l,s)}}{x_l} \leq f_{l,s} \leq \frac{\delta_{p(l,s)} - \delta_{q(l,s)}}{x_l} + M \cdot (1 - A_{l,s}) \quad \forall l \in L, \forall s \in SC \quad (13)$$

La función objetivo dada por la ecuación (2) corresponde a una minimización global de costos tanto de operación del sistema como de ENS en la hora de máxima demanda. En particular, el término π_g^{op} de la función objetivo corresponde al costo de operación de las centrales térmicas, es decir, el costo variable. Mientras que, el término $VoLL_n$ de la función objetivo representa el costo asociado a la pérdida de carga o ENS en cada una de las subestaciones. Para el estudio, se establece un $VoLL$ uniforme para todas las subestaciones, igual a 1533 \$/MWh que es un valor económico referente a la pérdida de carga a nivel nacional del SNI [21]. Cabe indicar que, dicho $VoLL$ es relativamente alto en comparación al costo variable de las centrales térmicas con la finalidad de penalizar la ocurrencia de pérdida de carga en el problema de optimización, y así cuantificar la ENS por barra y escenario de contingencia.

Las ecuaciones (3)-(13) representan las restricciones del problema DC-OPF bajo contingencias. La ecuación (3) modela la primera ley de Kirchhoff de balance de potencia activa entre las inyecciones y retiros dados en cada una de las barras. La ecuación (4) corresponde a la restricción asociada a la ENS para que el valor no supere de la demanda conectada en cada barra, cuantificando así correctamente la ENS en relación a la pérdida de carga ocasionada en cada barra. La ecuación (5) modela los márgenes de reservas de potencia del sistema que deben cumplir las centrales convencionales en estado de operación normal para garantizar niveles mínimos de seguridad en función de la capacidad instalada de la

central de generación más grande del sistema, y además de un porcentaje de la demanda del sistema. Para el estudio, se define un porcentaje de la demanda del sistema igual al 10% de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio establecidos por el CENACE en los procedimientos de despacho y operación del SNI. Por otra parte, las ecuaciones (6) y (7) representan las restricciones de operación de las centrales convencionales según su capacidad instalada, margen de reserva, y también, en el caso de las hidroeléctricas, de acuerdo su factor de planta. La ecuación (8) corresponde a la restricción de operación de las centrales ERNC (solares y eólicas) en función a la capacidad instalada y, en especial, al recurso natural disponible en la hora de máxima demanda. Las ecuaciones (9)-(11) definen la operación de las centrales de generación en los distintos escenarios de contingencias según las condiciones de operación y márgenes de reservas determinadas en estado normal. La ecuación (12) representa la restricción relacionada a la capacidad máxima de transferencia por las líneas de transmisión. Por último, la ecuación (13) modela la segunda ley de Kirchhoff basado en una técnica disyuntiva Big-M [22], donde M es un valor positivo constante suficientemente grande. Dicha técnica disyuntiva Big-M permite desacoplar los ángulos de voltaje de las barras asociadas a las líneas de transmisión que son desconectadas dado un evento sísmico. De igual forma, la técnica disyuntiva Big-M permite cumplir fácilmente con la segunda ley de Kirchhoff solo de las líneas de transmisión disponibles para la operación en los distintos escenarios de contingencias.

3.4. Métricas de resiliencia

Dependiendo del objetivo del estudio de resiliencia, el desempeño de los sistemas eléctricos se puede medir utilizando diferentes métricas [23]. Dos métricas que se han utilizado ampliamente en los estudios de confiabilidad y se han adoptado en estudios de resiliencia, es el valor esperado de la ENS, es decir, EENS (del inglés Expected Energy Not Supplied) que se refiere a los valores dominados por eventos creíbles (tales como N-1 o N-2), y el índice de falta de confiabilidad de energía, es decir EIU (del inglés Energy Index of Unreliability). El primero, que se muestra en la ecuación (14), indica cuánto servicio (energía) no se suministró durante el período de tiempo bajo estudio como un número absoluto (MWh o GWh). La segunda, mostrada en la ecuación (15), está directamente relacionada con la EENS, la cual se normaliza utilizando la demanda total de energía en el período de tiempo estudiado (%).

$$EENS = \sum_{s \in SC} E_s \cdot p_s \quad (14)$$

$$EIU = \frac{EENS}{E} \cdot 100\% \quad (15)$$

donde E_s es la ENS con una probabilidad p_s de ocurrencia del escenario s durante el período de tiempo

bajo estudio. E representa la demanda de energía en todo el período analizado.

Además, se pueden utilizar otras métricas como las propuestas presentadas en [14], considerando que se evalúan terremotos la degradación de la resiliencia será aguda e inmediata debido a la severidad y duración del desastre, por esta razón se calcula la métrica L (del inglés Low) que permite analizar la degradación (cuánto disminuye) en términos de resiliencia en el instante que ocurre el evento, así como la comparación del desempeño operativo y de infraestructura del sistema [13]. Para cuantificar la métrica L, 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 en servicio (LTOE) se utiliza como indicador de la resiliencia de la infraestructura como se indica en (16); y
- la cantidad de capacidad de generación en MW (CEGC) y la demanda de la carga en MW (DCE) que se conectan durante el evento son utilizados como indicadores de resiliencia operativa como se indica en (17) y (18) respectivamente.

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_s escenarios se pueden calcular utilizando las siguientes ecuaciones (16)-(18). En el apéndice B, se detalla la nomenclatura de la formulación de los indicadores.

$$LTOE = \frac{\sum_{s \in SC} \sum_{l \in L} T_{l,s}}{N_s} \quad (16)$$

$$GEGC = \frac{\sum_{s \in SC} \sum_{i \in I} G_{i,s}}{N_s} \quad (17)$$

$$DCE = \frac{\sum_{s \in SC} \sum_{n \in N} D_{n,s}}{N_s} \quad (18)$$

4. CASO DE ESTUDIO

Para evaluar y cuantificar el impacto sísmico en un sistema eléctrico real, la metodología propuesta en la sección 3 se aplica en el SNI ecuatoriano; la que consiste en: i) Modelar la intensidad sísmica (PGA) en las subestaciones de transmisión del SNI empleando (1), para cada uno de los terremotos analizados. ii) Determinar la vulnerabilidad de las subestaciones de transmisión del SNI, empleando SMC para generar 1000 escenarios de contingencias. iii) Determinar la operación del SNI bajo los escenarios de contingencias aplicando el modelo DC-OPF, y además cuantificar la EENS condicionada a los eventos sísmicos, en el punto de operación más relevante del SNI (hora de máxima



demanda). iv) Finalmente, se calculan las métricas de resiliencia para evaluar el desempeño operativo y de infraestructura del SNI ante la ocurrencia de los eventos sísmicos. A continuación, en las subsecciones 4.1 y 4.2 se detallan los datos utilizados para el caso de estudio.

4.1. Representación geográfica del SNI

El SNI ecuatoriano es representado mediante la recolección de información georreferenciada real en coordenadas de latitud y longitud de los componentes del sistema (generadores y subestaciones), como se visualiza en la Figura 3. En la Figura 3a, se ilustra la representación geográfica de las subestaciones eléctricas de transmisión con diferentes niveles de voltajes (138 kV, 230 kV y 500 kV), y además líneas de transmisión que interconectan las distintas subestaciones. En la Figura 3b, se ilustra la representación geográfica de las distintas centrales de generación actualmente existentes en el SNI (térmicas, hidráulicas, solares fotovoltaicas (FV), y eólicas) según el informe anual 2019 publicado por el CENACE [16], y el Plan Maestro de Electricidad 2016-2035 emitido por el MEER [2].

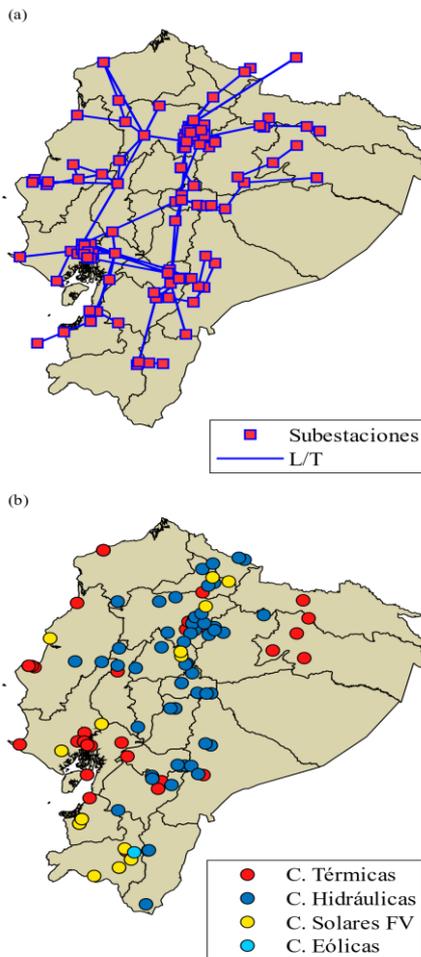


Figura 3: Mapa georreferenciado del SNI ecuatoriano: (a) subestaciones y líneas de transmisión; (b) centrales de generación eléctrica. Nótese que las subestaciones fuera de Ecuador están en Colombia y Perú

4.2. Eventos sísmicos

Con el propósito de representar el riesgo sísmico en términos de desempeño operativo y de infraestructura del SNI según la severidad y ubicación del terremoto, se modela la ocurrencia de tres eventos sísmicos que han causado grandes afectaciones en el Ecuador. Como antecedentes de daños en el sector eléctrico, se utilizan las características de los terremotos ocurridos en: a) Pedernales, en el año 2016, b) El Reventador, en el año 1987 y c) Riobamba, en el año 1797. En la Tabla 1, se detalla y resume la información específica con respecto a las coordenadas, magnitud y profundidad de cada uno de los terremotos de acuerdo con los datos registrados por el Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional [24].

Tabla 1: Datos de los terremotos

Lugar	Coordenadas	Magnitud [Mw*]	Profundidad [km]
Pedernales	0°22'16"N 79°56'24"O	7.8	20
El Reventador	0°05'N 77°22'O	6.9	15
Riobamba	1°36'S 78°36'O	8.3	15

*Mw = Escala sismológica de magnitud de momento

En la Figura 4, se muestra la localización geográfica de los terremotos citados en la tabla anterior. Además, para representar la distribución de la intensidad sísmica a nivel de transmisión, en la Figura 4, se ilustran los diferentes valores de PGA calculados con la ecuación (1) de la subsección 3.1, para el terremoto en la ciudad de Pedernales.

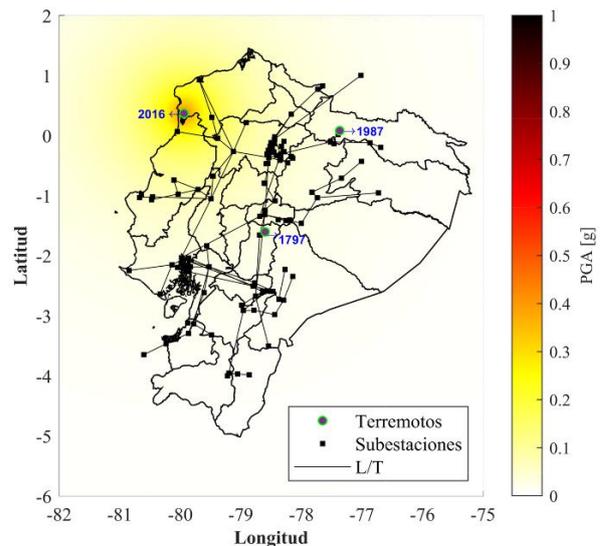


Figura 4: Localización de los terremotos en el territorio ecuatoriano y distribución de los valores de PGA para el terremoto en la ciudad de Pedernales acontecido en el año 2016

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la Tabla 2, se ilustran los valores de EENS total del SNI producto de la ocurrencia de cada uno de terremotos evaluados.

Tabla 2: Energía Esperada No Suministrada

Terremoto (Ubicación)	EENS [MWh]	EIU [%]
Terremoto I (Pedernales)	198.03	5.01
Terremoto II (El Reventador)	71.53	1.81
Terremoto III (Riobamba)	1066.74	26.98

A partir de los resultados de la EENS presentados en la tabla anterior, se evidencia que, el Terremoto III localizado en Riobamba genera daños severos en la infraestructura del SNI, ocasionando un mayor desabastecimiento de demanda en comparación con los demás terremotos. Esta situación crítica demuestra que, el SNI puede tener un alto grado de vulnerabilidad ante la ocurrencia de terremotos de gran magnitud, provocando cortes generalizados del suministro de energía eléctrica que podrían tardar incluso meses en recuperarse.

A continuación, en la Tabla 3, se presentan los indicadores de resiliencia calculados mediante las expresiones matemáticas detalladas en la subsección 3.4.

Tabla 3: Métricas de Resiliencia L

Terremoto	Indicador de resiliencia		
	Línea de Transmisión	Generación conectada	Carga conectada
Pedernales (0°22'16"N 79°56'24"O)	4.03 (% de líneas tripped*)	1.46 (% de MW perdidos)	1.28 (% de MW perdidos)
El Reventador (0°05'N 77°22'O)	2.17 (% de líneas tripped*)	9.84 (% de MW perdidos)	1.21 (% de MW perdidos)
Riobamba (1°36'S 78°36'O)	22.35 (% de líneas tripped*)	14.74 (% de MW perdidos)	10.10 (% de MW perdidos)

*Tripped = Disparo de apertura del interruptor

De acuerdo con la métrica de resiliencia ilustrada en la tabla anterior, se demuestra que, dependiendo de la magnitud y localización del evento sísmico, el nivel de degradación de la resiliencia en términos de operación e infraestructura del SNI puede verse afectado en menor o mayor medida. Para el caso del terremoto localizado en Riobamba, el SNI sufre una mayor degradación de la resiliencia tanto en su operación (generación y carga conectada) como en su infraestructura (líneas de transmisión). Esto se justifica debido a que se presenta un alto porcentaje de desconexión de líneas de transmisión,

y además una alta pérdida de generación y carga al momento de la ocurrencia del terremoto, en comparación con los otros eventos sísmicos simulados.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La contribución de este trabajo se enfoca en evaluar el impacto de los eventos sísmicos en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano utilizando una metodología de evaluación de resiliencia, con el fin de obtener indicadores y métricas que permitan analizar el desempeño en términos de operación y de infraestructura de un sistema de transmisión de energía eléctrica.

A través del análisis cuantitativo de resiliencia realizado, se concluye que, el SNI tiene alto grado de vulnerabilidad ante la ocurrencia de terremotos de gran magnitud. Además, se demuestra que, el nivel de degradación de la resiliencia tanto en la operación como en la infraestructura del SNI depende de la magnitud y localización del terremoto.

Finalmente, se concluye que, mediante la metodología propuesta en este estudio se podrían identificar zonas vulnerables en sistemas eléctricos de transmisión ante la ocurrencia de terremotos, las cuales pueden ser utilizadas para preparar planes que sugieran una planificación cuyo fin sea reforzar y resguardar la infraestructura eléctrica, incrementando así su resiliencia.

Como trabajo futuro, se propone desarrollar un marco general de evaluación de resiliencia del sistema eléctrico bajo diferentes eventos catastróficos que podrían afectar al SNI, con el fin de contribuir en procesos de planificación y operación de las redes de transmisión de energía eléctrica.

APÉNDICE A. MODELO DC-OPF

Nomenclatura

Conjuntos

- I Conjunto de centrales de generación
- G Conjunto de centrales térmicas
- H Conjunto de centrales hidroeléctricas
- R Conjunto de centrales ERNC
- N Conjunto de barras
- L Conjunto de líneas de transmisión
- \mathcal{SC} Conjunto de escenarios de contingencias, incluye escenario en estado normal $s = 0$

Parámetros

- π_g^{op} Costo de operación de las centrales térmicas [\$/MWh]
- $VoLL_n$ Valor de pérdida de carga en cada barra [\$/MWh]
- D_n Demanda de hora punta en cada barra [MW]



$P_g^{\max}, P_h^{\max}, P_r^{\max}$	Potencia máxima de las centrales de generación	[MW]
$\overline{P_i^{\max}}$	Capacidad instalada de la central de generación i más grande del sistema	[MW]
fP_h	Factor de planta de las centrales hidroeléctricas	[pu]
α_r	Factor normalizado del recurso natural disponible de las centrales ERNC	[pu]
F_l^{\max}	Capacidad máxima de las líneas de transmisión	[MW]
x_l	Reactancia de las líneas de transmisión	[pu]
$A_{n,s}$	Matriz binaria de estados de carga/demanda por escenario de contingencia	[0,1]
$A_{g,s}, A_{h,s}, A_{r,s}$	Matriz binaria de estados de las centrales de generación por escenario de contingencia	[0,1]
$A_{l,s}$	Matriz binaria de estados de las líneas de transmisión por escenario de contingencia	[0,1]
$fr(l)$	Barras de un extremo i de las líneas de transmisión	
$to(l)$	Barras de un extremo j de las líneas de transmisión	
M	Big M, valor suficientemente alto	

Variables de decisión

$ENS_{n,s}$	Energía No Suministrada en cada barra	[MWh]
$P_{g,s}, P_{h,s}, P_{r,s}$	Potencia generada de las centrales de generación por escenario de contingencia	[MW]
$R_{g,s=0}^{up}, R_{h,s=0}^{up}$	Reserva en giro de subida de las centrales de generación, excluye ERNC	[MW]
$f_{l,s}$	Flujo de potencia por las líneas de transmisión en cada escenario de contingencia	[MW]
$\delta_{n,s}$	Ángulo de tensión en cada barra y escenarios de contingencia	[rad]

APÉNDICE B. INDICADORES DE RESILIENCIA

Nomenclatura

$T_{l,s}$	Línea en servicio l por escenario de contingencia
$G_{i,s}$	Capacidad disponible de la central de generación i por escenario de contingencia
$D_{n,s}$	Demanda conectada en n por escenario de contingencia
N_s	Número de escenarios de contingencias

AGRADECIMIENTOS

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 y la Beca SENESCYT/ARSEQ-BEC-006283-2018, para la realización de este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. J. Campbell, "Weather-related power outages and electric system resiliency," Congr. Res. Service, Library Congr., Washington, DC, USA, Rep. R42696, 2012.
- [2] "Plan Maestro de Electricidad", Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2020. [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>. [Accessed: 05- Nov- 2020].
- [3] R. Billinton and R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems," New York: Springer-Verlag, 1996..
- [4] N. Bhusal, M. Gautam, M. Abdelmalak and M. Benidris, "Modeling of Natural Disasters and Extreme Events for Power System Resilience Enhancement and Evaluation Methods," 2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Liege, Belgium, 2020, pp. 1-6.
- [5] N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman and M. Benidris, "Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions," in IEEE Access, vol. 8, pp. 18064-18086, 2020.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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.



- [11] 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.
- [12] M. Nazemi and P. Dehghanian, "Seismic-Resilient Bulk Power Grids: Hazard Characterization, Modeling, and Mitigation," in IEEE Transactions on Engineering Management, vol. 67, no. 3, pp. 614-630, Aug. 2020.
- [13] A. Villamarín-Jácome, D. Ortiz-Villalba, "Evaluación del Impacto Sísmico en Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica". Memorias XXIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, vol.29, Nov. 2019.
- [14] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides and N. D. Hatziargyriou, "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.
- [15] "Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica", Empresa Eléctrica Quito, 2015. [Online]. Available: <http://www.eeq.com.ec:8080/documents/10180/18910855/LEY+ORG%C3%81NICA+DEL+SERVICIO+P%C3%9ABLICO+DE+ENERG%C3%8DA+EL%C3%89CTRICA/78e7b717-f30a-49fe-aabc-f28ceb87eef4>. [Accessed: 05- Nov- 2020].
- [16] "Informe Anual 2019", Cenace, 2020. [Online]. Available: http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50. [Accessed: 05- Nov- 2020].
- [17] "Estadística del Sector Eléctrico", ARCONEL, 2020. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/>. [Accessed: 05-Nov-2020].
- [18] C. B. Crouse, "Ground Motion Attenuation Equations for Earthquakes on the Cascadian Subduction Zone," Earthquake Spectra, May 1991, Vol. 7, No. 2, pp. 201-236.
- [19] J. C. Araneda, H. Rudnick, S. Mocarquer and P. Miquel, "Lessons from the 2010 Chilean earthquake and its impact on electricity supply," 2010 International Conference on Power System Technology, Hangzhou, 2010, pp. 1-7.
- [20] Federal Emergency Management Agency, "Multi-hazard Loss Estimation Methodology - HAZUS.", Washington DC, 2015.
- [21] Informe de Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión, Comisión de Integración Energética Regional (CIER), 2015. [Online]. Available: https://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/Informe%20CIER%2008_Generacion_%202015.pdf [Accessed: 23-Dic-2020].
- [22] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville, 'A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion', IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol. 16, no. 3, p. 6, 2001.
- [23] M. Mahzarnia, M. P. Moghaddam, P. T. Baboli and P. Siano, "A Review of the Measures to Enhance Power Systems Resilience," in IEEE Systems Journal, vol. 14, no. 3, pp. 4059-4070, Sept. 2020.
- [24] Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional (EPN). 2020. [Online]. Available: <https://www.igepn.edu.ec/> [Accessed: 7-Nov-2020].



Alex Villamarín.- Obtuvo su título de Ingeniero en Electromecánica en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Latacunga, Ecuador en 2014 y obtuvo el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile, Santiago, Chile en 2020. 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. Su campo de investigación incluye la confiabilidad, riesgo y resiliencia en sistemas eléctricos, planificación y operación de sistemas eléctricos, optimización e integración de recursos energéticos renovables.



Ricardo Haro.- Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Ecuador en 2015. En 2020, obtuvo el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile, Santiago, Chile. Durante sus estudios de Magíster, formó parte del grupo de investigación Energy Modelling de la Universidad de Chile, como investigador asociado. Sus trabajos y campos de interés se enfocan en la planificación y operación del sistema eléctrico, optimización aplicada a sistemas de energías, regulación del sector eléctrico, mercados eléctricos e integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía.



Mauricio Aguirre.- Nació en Quito, Ecuador en 1996. Actualmente es egresado de la carrera en Ingeniería Electromecánica en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE sede Latacunga, Ecuador. Actual vicepresidente del capítulo PES de la rama estudiantil IEEE-ESPE.

Sus intereses de investigación incluyen la planificación y operación de sistemas de potencia, y la optimización de recursos energéticos para redes de distribución y micro-redes resilientes.



Diego Ortiz.- Obtuvo su título de Ingeniero en Electromecánica en la Escuela Politécnica del Ejército en 2005, Ecuador, obtuvo el grado de Magíster 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 el análisis de sistemas eléctricos, dinámica y estabilidad, energías renovables, y redes inteligentes.