



PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ANTE LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

METHODOLOGICAL PROPOSAL FOR DISTANCE PROTECTION IN TRANSMISSION LINES FOR INTEGRATION OF NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGIES

M. F. Velasco^{1,*} , Génesis Maliza Paladines¹ , Fernando Vaca-Urbano¹ 

Recibido: 25-01-2023, Recibido tras revisión: 21-04-2023, Aceptado: 18-05-2023, Publicado: 01-07-2023

Resumen

Este artículo propone una metodología para ajustar la protección de distancia (ANSI-21) en sistemas de potencia que integran energías renovables no convencionales (ERNC). Se utiliza el sistema New England de 9 barras IEEE modificado como caso de estudio, con un parque eólico compuesto por 33 aerogeneradores de 2.5 MW y sistemas de control validados según estándares internacionales, como el IEC60909-2016. Se considera un valor de resistencia de falla calculado mediante el método de Warrington. Los ajustes propuestos se simulan utilizando el software Digsilent Power Factory® y un relé Siemens 7SA522 con características cuadrilaterales. La metodología se basa en el uso de datos de voltaje y corriente de los transformadores de instrumentación para calcular la impedancia de la línea hasta el punto de falla. El método adaptativo propuesto demuestra un rendimiento positivo en distintos escenarios de cortocircuito, donde varían el lugar de la falla, la resistencia de la misma y las fluctuaciones de potencia del parque generador. Esto demuestra que el relé actúa en la zona de protección adecuada de manera efectiva.

Palabras clave: Protección de distancia, característica cuadrilateral, parque eólico, resistencia de falla, fuentes basadas en inversores

Abstract

This paper presents a methodology to set the distance protection (ANSI-21) in power systems that integrate nonconventional renewable energies (NCRE). The modified IEEE 9-bar New England system is used as a case study, with a wind farm comprising 33 2.5 MW wind turbines and control systems validated according to international standards, such as the IEC60909-2016. A fault resistance value calculated using the Warrington method is considered. The proposed settings are simulated using the Digsilent Power Factory® software and a Siemens 7SA522 relay with quadrilateral characteristics. The methodology uses voltage and current data from the instrumentation transformers to calculate the line impedance up to the fault point. The proposed adaptive method demonstrates positive performance under different shortcircuit scenarios, where the fault location, fault resistance, and power fluctuations of generating park are varied. This indicates that the relay effectively operates in the appropriate protection zone.

Keywords: Distance protection, adaptive relay, adaptive quadratic characteristic, wind farms, fault resistance, inverter-based sources.

^{1,*}Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador
 Autor para correspondencia ✉: mfvelasc@espol.edu.ec.

Forma sugerida de citación: Velasco, M. F. ; Maliza Paladines, G. y Vaca-Urbano, F. "Propuesta metodológica para la protección de distancia en líneas de transmisión ante la integración de energías renovables no convencionales," *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología*, N.º 30, pp. 106-119, 2023. DOI: <https://doi.org/10.17163/ings.n30.2023.09>.

1. Introducción

El ingreso de las ERNC puede poner en peligro la coordinación del alcance de las zonas de protección de los relés de distancia [1], principalmente debido a la naturaleza estocástica de sus recursos [2]. Por lo tanto, es necesario considerar una modificación, análisis y rediseño de las protecciones para que puedan adaptarse a la variación de la corriente de falla provocada por las energías renovables [3].

El relé de distancia calcula la impedancia aparente al punto de falla mediante las mediciones de tensión y corriente, y compara este valor con la impedancia de ajuste para determinar la zona de actuación. La diferencia entre las centrales convencionales y las fuentes basadas en inversores radica en la contribución de corriente en un escenario de falla. Normalmente, una central convencional aporta entre 5 a 6 veces la corriente nominal, a diferencia de las fuentes renovables cuya corriente de falla se encuentra entre 1.1 a 2 veces [3], y por ende las componentes de secuencia son distintas entre estos dos tipos de fuentes. Debido a esta diferencia, varios autores han planteado posibles soluciones para evitar el problema de subalcance y sobrealcance de la protección de distancia.

Otro punto que se debe considerar al calcular un escenario de cortocircuito es la resistencia de falla, la cual puede ocasionar problemas de subalcance en los relés de distancia. Para mejorar el funcionamiento de la protección ante esta situación, se propone el uso de nuevos algoritmos de estimación de la impedancia de la línea que integran la resistencia de falla en fuentes de generación síncrona [4]. Además, [5] utiliza la característica de tipo MHO para ajustar la zona de protección y resolver los problemas de operación del relé en plantas fotovoltaicas.

Por otro lado, [6] propone una metodología de ajuste utilizando la característica cuadrilateral, teniendo como resultado el cambio del límite de actuación del relé durante la variación de la impedancia medida, debido a la inserción de la resistencia de falla.

En este artículo se presenta una metodología de protección de distancia de la característica cuadrilateral para proteger las líneas de transmisión conectadas a fuentes de energía renovables no convencionales, como parques eólicos, con la finalidad de mejorar el ajuste de las zonas de operación del relé cuando el sistema enfrenta fallas de fase con resistencias de falla, las cuales pueden hacer que la impedancia aparente calculada por el equipo sea notablemente mayor.

Las contribuciones de este artículo incluyen:

- Modelamiento detallado de la ERNC para verificar las aportaciones de corriente de falla vistas por el relé de protección.
- Desarrollo de un método de ajuste basado en el cálculo de corrientes de cortocircuito de fase al 80 % y 20 % de la longitud de las líneas principal y adyacente. Esta expresión matemática permite la variación independiente de la resistencia y reactancia en el plano R-X, lo cual resuelve el problema de subalcance del relé al tener en cuenta la resistencia de falla.
- El funcionamiento de la metodología propuesta ha sido constatado mediante datos de simulación para diferentes tipos de falla y a generación variable del parque eólico.

El resto de este documento se organiza como sigue. En la sección 2 se presenta los conceptos básicos de la protección de distancia con característica cuadrilateral ante la integración de ERNC, se brinda una breve descripción del esquema eléctrico a estudiar y los efectos de la resistencia de falla dentro de un evento de cortocircuito. En la sección 3 se detalla la metodología propuesta, y los resultados que evalúan su desempeño en diferentes situaciones se presentan en la sección 3.2. La discusión sobre la metodología planteada se fundamenta en la sección 3.3 y, finalmente, las conclusiones del trabajo se exponen en la sección 4.

2. Materiales y métodos

2.1. Protecciones eléctricas de un sistema de potencia ante la inserción de las ERNC

Las fallas en un sistema de potencia pueden provocar daños en los elementos, por eso es indispensable minimizar su efecto a través de un sistema de protecciones que lo vuelven más confiable y seguro [7]. La línea de transmisión, al ser el elemento más vulnerable del sistema, cuenta con una protección primaria (relé de distancia). En esta sección, se dará a conocer su principio de operación y sus características [8].

2.2. Descripción del sistema

Para el caso de estudio, se ha considerado el sistema New England de 9 barras IEEE [9] de 230 kV a 60 Hz, como se muestra en la Figura 1. Se procede a dividir el sistema en dos sectores: el 1 está compuesto por las barras de color gris, mientras que el 2 se compone de los elementos de color negro.

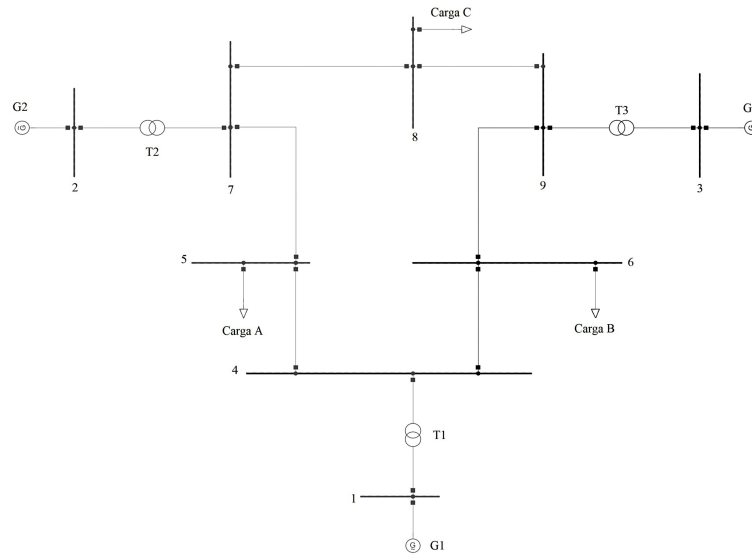


Figura 1. Caso de estudio Sistema IEEE 9 barras [9]

2.3. Red equivalente del sistema modificado

El sector 1 será reemplazado por un circuito equivalente calculado mediante el método de REI, que se deriva de “radial”, “equivalente” e “independiente” [10]. El cual separa el sistema en sectores activos y pasivos con el objetivo de agrupar los sectores pasivos en una

barra común o equivalente, la misma que contiene los valores de corriente y potencia de cortocircuito trifásico y monofásico en la barra común, así como también la constante de inercia de los generadores del sistema.

Los parámetros característicos de la red equivalente conectada al sistema mostrado en la Figura 2 son detallados en la Tabla 1.

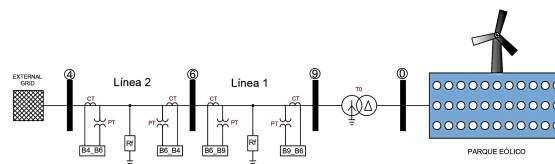


Figura 2. Sistema equivalente de New England de 9 barras modificado [9]

Tabla 1. Datos de la red equivalente

Red Externa	
Tipo de barra	Oscilación
Punto de Operación	
Magnitud de tensión (V_i)	1.025[p.u]
Ángulo de la barra (δ_i)	147.783°
Datos RMS	
Constante de inercia (H_i)	5.892 [s]

Para el cambio de la estructura del sistema se considera la inserción de una nueva barra (0), donde se integra el parque eólico, el cual tiene 11 circuitos cada uno con tres aerogeneradores de 2.5 MW conectados en paralelo, dando una capacidad instalada del parque de 82.5 MW.

Los aerogeneradores utilizados son propios de la librería de Digsilent Power Factory®; el generador está

acoplado a la red a través de un convertidor de tensión (VSC) con una tecnología full-converter [11] los datos de entrada de estos controladores se detallan en la Tabla 2.

Para el análisis posterior, la longitud de las líneas 1 y 2 son de 100 km, sus parámetros eléctricos son descritos en la Tabla 3:

Tabla 2. Datos del generador eólico tipo full-converter

Controlador de corriente para simulación EMT	
Ganancia proporcional eje d (kd)	5
Constante de tiempo de integración eje d (Td)	0.01 [s]
Ganancia proporcional eje q (kq)	5
Constante de tiempo de integración eje q (Tq)	0.01 [s]

Tabla 3. Parámetros eléctricos de las líneas

Parámetros	Línea 1	Línea 2
<i>Impedancias [Ω/km]</i>		
Secuencia positiva $r_{1l} + jx_{1l} = r_{2l} + jx_{2l}$	0.2063 + j 0.8993	0.0899 + j 0.4887
Secuencia cero $r_{0l} + jx_{0l}$	0.4126 + j 1.7980	0,1799 + j 0.9734
<i>Capacitancias [$\mu F/km$]</i>		
Secuencia positiva $C_{1l} = C_{2l}$	6.7675	2.9869
Secuencia cero C_{0l}	3.3838	1.4935

El transformador tiene una potencia nominal de 150 MVA, 230/13.8 kV, conexión YnD5, el lado de baja adelanta 150° al lado de alta y la reactancia de cortocircuito es de 8.79 %.

2.4. Característica cuadrilateral del relé de distancia

Dentro de la protección de distancia, la característica cuadrilateral es más versátil, ya que no presenta una reducción en su zona de protección efectiva cuando existe resistencia de falla, mientras la impedancia medida se encuentre dentro del cuadrilátero, el relé funcionará correctamente [12].

2.4.1. Principio básico

La ventaja de este tipo de relé, es que la zona de operación depende solamente de la impedancia del elemento a proteger, lo cual prácticamente se mantiene constante, es decir, no depende de las magnitudes tanto de corriente como de voltaje [13]. La característica cuadrilateral es uno de los métodos más utilizados. Los ejes horizontales de esta protección dependen solo del valor de reactancia “X”, mientras que los ejes verticales pueden ser modificados al variar la resistencia “R”. Esto se representa en el plano R-X (Figura 3), lo cual resulta en un mayor alcance de protección al momento de la inserción de la resistencia de falla [14].

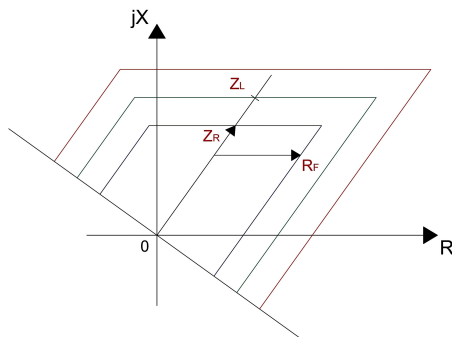


Figura 3. Diagrama R-X. Característica cuadrilateral [14]

La característica cuadrilateral opera si la impedancia medida por el relé se encuentra dentro de la reactancia de carácter positivo y negativo de los lados derecho e izquierdo, descritos en la figura anterior.

Donde:

- Z_L = Impedancia de la línea
- Z_R = Elemento de alcance de distancia
- R_F = Ajuste del alcance resistivo

2.4.2. Zonas de protección del relé

La protección de una línea de transmisión no se puede dar por una única zona, puesto que los transformadores de instrumento deben ser muy precisos, se requiere protecciones de respaldo [1].

El porcentaje asignado a cada zona a proteger se analiza de acuerdo con la característica del relé. En el caso de la característica cuadrilateral, las asignaciones operan de la siguiente manera:

- La zona 1 está configurada para proteger entre el 80 % y el 90 % de la línea donde se produce la falla. El tiempo de actuación del relé es inmediato, $t_1 = 0$ segundos, ya que la protección de distancia debe activarse antes que cualquier otra protección.
- Por otro lado, la zona 2 abarca toda la línea donde ocurrió la falla, junto con el 20 % de la línea adyacente. El tiempo de activación del relé es de $t_2 = 0.4$ segundos.
- La zona 3 cuenta con un intervalo de tiempo de coordinación de $t_3 = 0.8$ segundos y es capaz de proteger completamente la línea donde ocurrió la falla, así como el 100 % de la línea adyacente [15].

2.4.3. Efectos de la resistencia de falla

La impedancia de una línea de transmisión se distribuye uniformemente a lo largo de su longitud. Esta característica da posibilidad al relé de distancia para identificar entre fallas interiores y exteriores, las cuales podrían variar por la resistencia de falla. Esta resistencia puede surgir por fallas en los aisladores o por la inducción de rayos, y cuando ocurre, genera un arco eléctrico que debe tenerse en cuenta al ajustar el funcionamiento del relé [16].

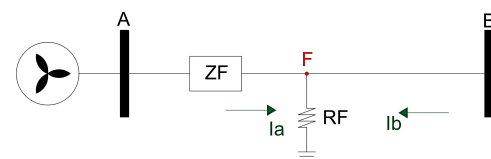


Figura 4. Diagrama de falla trifásica con resistencia de falla [16]

De acuerdo con el diagrama mostrado en la Figura 4, la impedancia vista por el relé con la inserción de la resistencia de falla del sistema se da por medio de la ecuación (1)

$$Z_m = \frac{V_F}{I_F} = Z_F + R_F + \left(\frac{I_a}{I_b} \right) \cdot R_F \quad (1)$$

Donde:

- Z_m = Impedancia medida en las barras A y B
- Z_F = Impedancia de falla
- R_F = Resistencia de falla
- I_a = Corriente medida barra A
- I_b = Corriente medida barra B

En la Figura 3 se puede observar que, en la característica cuadrilateral, la resistencia de falla se encuentra cercana al límite de disparo del relé, esto provoca que la falla sea percibida más lejos de su ubicación real, lo que resulta en un alcance de protección más limitado y tiempos de actuación erróneos, por esta razón es necesario modificar el ajuste típico del relé y utilizar un enfoque adaptativo [13] [16].

2.4.4. Criterios para el ajuste de relé de distancia

Tanto el voltaje como la corriente tomada por los transformadores de potencial (TP) y corriente (TC), son los que estiman la impedancia del relé, la misma que se expresa por $\Omega_{primarios}$, al usar la conversión por la relación entre el TP/TC , la lectura que toma el equipo se da por $\Omega_{secundarios}$, para convertir la impedancia primaria en secundaria se usa la expresión [17], ecuación (2):

$$\frac{V_{primarios}}{I_{primarios}} = Z_{primarios} = \frac{V_{secundarios} \cdot R_{TP}}{I_{secundarios} \cdot R_{TC}} \quad (2)$$

Para los relés comerciales SIEMENS 7SA522 [17], los ajustes de la protección generalmente tienen la siguiente forma, (tabla 4):

Tabla 4. Reactancias vistas por el relé 7SA522 [17]

Alcance de $X_{secundaria} - Z_1$	$R_{TP}/R_{TC} \cdot 80\% \cdot X_{L1}$
Alcance de $X_{secundaria} - Z_2$	$R_{TP}/R_{TC} \cdot 120\% \cdot X_{L1}$
Alcance de $X_{secundaria} - Z_3$	$R_{TP}/R_{TC} (X_{L1} + X_{L2})$

La característica cuadrilateral presenta una particularidad importante: el ajuste del alcance reactivo y resistivo es independiente. Esta particularidad es útil cuando se tiene una resistencia de falla dentro del

sistema, ya que esto es un parámetro que dificulta la correcta medición del relé de distancia [15]. Al producirse una resistencia de falla genera un arco el cual presenta una resistencia eléctrica, la que puede ser calculada mediante la fórmula de Warrington, presentada en la ecuación (3) [18].

$$R_{arco} = \frac{28707(S + 2.046 \cdot v \cdot t)}{I^{1.4}} \quad (3)$$

Donde:

- S = Distancia de aislamiento fase-fase [m]
- I = Corriente de cortocircuito [A]
- v = Velocidad del viento [m/s]
- t = Tiempo de duración del cortocircuito [s]

La adición de la resistencia de arco no modifica los valores de la impedancia de la línea, por lo que la protección sigue midiendo la reactancia directa de la línea, pero la resistencia vista por el relé, si considera esta resistencia de arco [17], como se explica en la Tabla 5.

Tabla 5. Resistencias vistas por el relé 7SA522 [17].

Alcance de $R_{secundaria} - Z_1$	$R_{TC}/R_{TP} \cdot R_{L1} + 0.5 \cdot R_{arco}$
Alcance de $R_{secundaria} - Z_2$	$R_{TC}/R_{TP} \cdot R_{L1} + 0.5 \cdot R_{arco}$
Alcance de $R_{secundaria} - Z_3$	$R_{TC}/R_{TP} \cdot R_{L1} + 0.5 \cdot R_{arco}$

3. Resultados y discusión

3.1. Aplicación al caso de estudio

En este apartado se realiza una comparación entre los sistemas de protección de un generador síncrono y un generador eólico con características operativas similares. El objetivo es validar su correcto funcionamiento en los escenarios planteados.

3.1.1. Cálculo de cortocircuito

Para este análisis se realiza el cálculo de cortocircuito por medio del método completo o de superposición, el cual evalúa la corriente de falla en un punto específico de la red, su principal objetivo es verificar si la falla del sistema de protección depende del comportamiento erróneo del relé o de sus ajustes incorrectos. Para dimensionar adecuadamente el equipo de protecciones es necesario conocer dos corrientes de cortocircuito, la máxima dada por una falla trifásica (al principio de la línea) que determina el límite de disparo de los relés y la mínima por una falla fase-neutro (al final de la línea) que sirve para elegir la curva disparo del relé [19].

3.1.2. Corriente de falla

Los sistemas eléctricos alimentados por generadores síncronos por su topología producen fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, lo que afecta al flujo normal de la corriente en las líneas de transmisión. Mientras que los sistemas con fuentes de ERNC (eólica), por su estructura basada en electrónica de potencia, carecen de conexiones a tierra, por tal motivo no posee secuencia cero.

Para proteger el sistema de control del generador eólico, la corriente de falla se encuentra en el rango de 1.1 a 1.5 veces su corriente nominal, en tanto en el generador síncrono el aporte es de 5 a 6 veces la corriente nominal. Esto se puede demostrar en la Tabla 6, que contienen los resultados de la corriente al producirse fallas en diferentes puntos de la línea, cuando el sistema está conectado al generador síncrono y a un parque eólico, evidenciando la premisa que, la corriente de falla es menor en un sistema de generación renovable [20]. El relé R_1 se encuentra conectado a la barra 9 que protege a la línea 1, mientras que el relé R_2 protege a la línea 2 y está instalado en la barra 6 del sistema.

Tabla 6. Comparación de las corrientes de falla de un sistema conectado a un generador síncrono y a un eólico [kA].

Localización de la falla [%]	Generador síncrono		Generador eólico	
	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2
0	1.18	0.67	0.23	0.20
10	1.09	0.65	0.23	0.20
20	1.02	0.63	0.22	0.19
30	0.95	0.62	0.22	0.19
40	0.89	0.60	0.21	0.19
50	0.84	0.59	0.21	0.19
60	0.80	0.58	0.21	0.19
70	0.75	0.56	0.20	0.18
80	0.71	0.55	0.20	0.18
90	0.68	0.55	0.20	0.18
100	0.65	0.55	0.19	0.18

3.1.3. Impedancias de falla

El principio básico de la protección de distancia es medir la impedancia aparente a partir de la relación de corriente y voltaje (V/I). De acuerdo con esta relación, al producirse una falla, si la corriente de cortocircuito aumenta en compensación la caída de voltaje disminuye. Por esta razón, la impedancia se ve afectada ligeramente al variar el nivel de cortocircuito, el tipo de falla o la fuente de alimentación del sistema, demostrando que la impedancia tendrá cambios significativos si la falla presenta una resistencia de falla [21]. Según lo expresado en el párrafo anterior, en la Tabla 7 y 8 se puede demostrar que la impedancia para una falla trifásica y bifásica en una línea de transmisión alimentada por un generador eólico o síncrono es la misma

siempre y cuando la resistencia de falla sea igual a cero.

Tabla 7. Impedancia de falla trifásica.

Localización de la falla [%]	Impedancias [Ω]			
	Generador síncrono		Generador eólico	
	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2
0	0	0	0	0
10	9,229	4,950	9,229	4,950
20	18,476	9,901	18,476	9,901
30	27,756	14,857	27,756	14,857
40	37,087	19,820	37,087	19,820
50	46,487	24,791	46,487	24,791
60	55,973	29,773	55,973	29,773
70	65,564	34,768	65,564	34,768
80	75,278	39,779	75,278	39,779
90	85,137	44,806	85,137	44,806
100	95,159	49,854	95,159	49,854

Tabla 8. Impedancia de falla bifásica.

Localización de la falla [%]	Impedancias [Ω]			
	Generador síncrono		Generador eólico	
	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2
0	0	0	0	0
10	9,229	4,950	9,229	4,950
20	18,476	9,901	18,476	9,901
30	27,756	14,857	27,756	14,857
40	37,087	19,820	37,087	19,820
50	46,487	24,791	46,487	24,791
60	55,973	29,773	55,973	29,773
70	65,564	34,768	65,564	34,768
80	75,278	39,779	75,278	39,779
90	85,137	44,806	85,137	44,806
100	95,159	49,854	95,159	49,854

3.1.4. Fluctuación de la generación

Un parque eólico consta de varias unidades conectadas en paralelo, a lo largo del día no todas las unidades pueden estar operativas debido al mantenimiento o la variabilidad de las condiciones climáticas, lo que resulta en una variación en la potencia de salida, es decir, la línea transportará potencia variable. Estos cambios podrían representar un mal funcionamiento del relé de distancia ante una falla [22]. En la Figura 5 se observa la potencia activa generada por el parque eólico a lo largo del día, destacando dos momentos, a las 16:00 horas la potencia del parque alcanza su máxima generación diaria de 47.91 MW y a las 7:00 horas la generación es mínima con 9.53 MW.

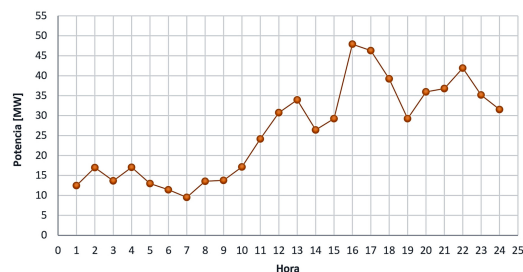


Figura 5. Generación por hora del parque eólico

Al calcular el cortocircuito en la línea, variando la localización de la falla y la generación del parque eólico, se evalúan las impedancias de falla a potencia instalada (82.50 MW), máxima operativa (47.91 MW),

mínima operativa (9.53 MW), nuevamente se evidencia que la impedancia vista por el relé es la misma en los tres escenarios de operación y con resistencia de falla cero. (Tabla 9)

Tabla 9. Impedancia de falla evaluada a generación del parque eólico fluctuante con $R_f=0$

Localización de la falla [%]	Potencia máxima operativa		Potencia mínima operativa		Potencia nominal	
	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2	Línea 1 R_1	Línea 2 R_2
0	0	0	0	0	0	0
10	9,229	4,950	9,229	4,950	9,229	4,950
20	18,476	9,901	18,476	9,901	18,476	9,901
30	27,756	14,857	27,756	14,857	27,756	14,857
40	37,087	19,820	37,087	19,820	37,087	19,820
50	46,487	24,791	46,487	24,791	46,487	24,791
60	55,973	29,773	55,973	29,773	55,973	29,773
70	65,564	34,768	65,564	34,768	65,564	34,768
80	75,278	39,779	75,278	39,779	75,278	39,779
90	85,137	44,806	85,137	44,806	85,137	44,806
100	95,159	49,854	95,159	49,854	95,159	49,854

3.1.5. Método de ajuste adaptativo

En la sección 2 se explica la influencia de la resistencia de falla durante el cálculo de cortocircuito en una línea de transmisión, un subalcance en la protección podría provocar disparos erróneos del relé, por ello el ajuste típico del equipo debe ser modificado por uno adaptativo.

El método de ajuste adaptativo cuadrilateral permite la variación individual de la resistencia y reactancia en el plano R-X, provocando un incremento en las zonas de protección. Esto ayuda al sistema a tener mayor flexibilidad y precisión al momento de la inserción de la resistencia de falla.

La característica del relé cuadrilateral adaptativa ajustada para la zona 1 se puede representar de la siguiente manera: ecuación (4).

$$Z_{set}^{adap} = Z_{set} = 0.8Z_l = \frac{V_{cc_80\%Z_m}}{I_{cc_80\%Z_m}} \quad (4)$$

Donde Z_{set} es la impedancia de ajuste convencional del relé, la cual representa un cortocircuito al 80 % de la línea 1, ubicada en la barra 9-6 (Figura 2). Al momento de referirnos a las zonas de protección 2 y 3, se deberá analizar la línea adyacente ubicada en las barras 6-4.

Cuando ocurre una falla y la resistencia de falla es igual a cero, la impedancia $Z_m = xZ_{L1}$, donde x representa el porcentaje de localización de la falla. Sin embargo, cuando la resistencia de falla es diferente de cero, ocasiona un cambio en ΔZ , provocando un error en la impedancia medida Z_m y en la impedancia de falla xZ_{L1} .

Para evitar mediciones erróneas del relé, en la Figura 6 por medio del plano R-X, se representa el incremento de la impedancia medida Z_m ; a la nueva

impedancia se la determina por Z_{set}^{adap} . Este es el nuevo ajuste de protección al momento de producirse una falla.

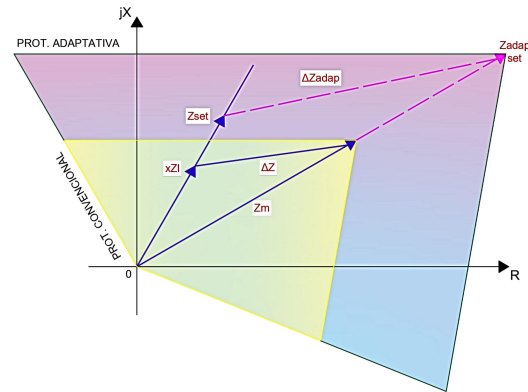


Figura 6. Principio básico de la característica cuadrilateral adaptativa en una falla interna

Para implementar el método adaptativo en la zona 2 se calcula un cortocircuito al 20 % de la línea adyacente (L_2) y para la zona 3 un cortocircuito al 100 % de L_2 . El ajuste adaptativo del relé se describe a continuación:

Zona 2: ecuación (5).

$$Z_{2set}^{adap} = \frac{V_{CC_20\%L_2}}{I_{CC_20\%L_2}} \quad (5)$$

Zona 3: ecuación (6).

$$Z_{3set}^{adap} = \frac{V_{CC_100\%L_2}}{I_{CC_100\%L_2}} \quad (6)$$

Donde:

- Z_{adap} = Impedancia adaptativa

- $V_{cc-80\%}$ = Tensión de cortocircuito al 80 % de L_1

- $I_{cc-80\%}$ = Corriente de cortocircuito al 80 % de L_1

- $V_{cc-20\%}$ = Tensión de cortocircuito al 20 % de L_2

- $I_{cc-20\%}$ = Corriente de cortocircuito al 20 % de L_1

- $V_{cc-100\%}$ = Tensión de cortocircuito al 100 % de L_2

- $I_{cc-100\%}$ = Corriente de cortocircuito al 100 % de L_1

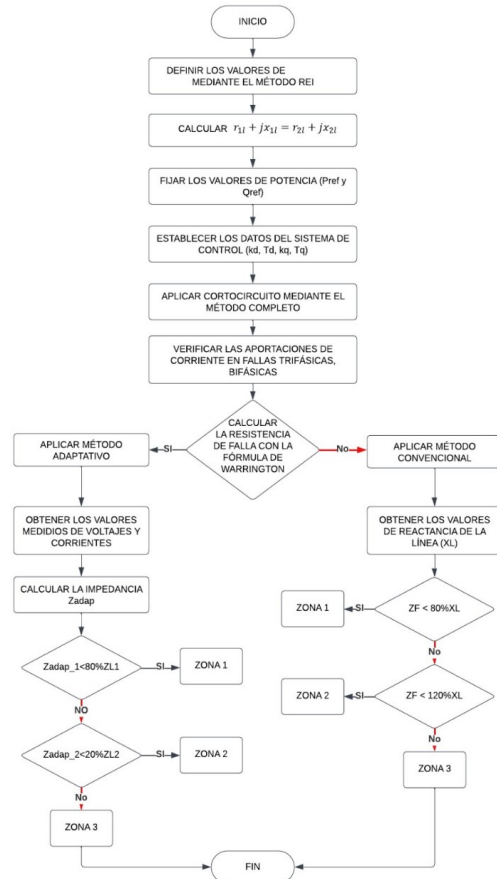


Figura 7. Diagrama de flujo para el ajuste cuadrilateral adaptativo propuesto

3.1.6. Diagrama de flujo

La Figura 7 muestra el diagrama de flujo del método propuesto. Para la aplicación de este, al sistema base se debe aplicar un modelo equivalente mediante el método de REI. Luego se establecen los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de las líneas de transmisión, seguido de esto se ingresa los valores de potencia antes de la falla, al conectar el parque eólico considerar los datos de entrada del controlador. Finalmente, se calcula un cortocircuito trifásico con resistencia de falla de 0 y 25 Ω Cuando el valor de resistencia de falla es 0, se utiliza el método convencional de distancia, el mismo que fue explicado en la sección 2. Mientras que al momento de obtener un valor de la resistencia de falla diferente de cero mediante la fórmula de Warrington es necesario aplicar la metodología propuesta en este artículo, donde luego de obtener los valores de voltajes y de corrientes medidos por los transformadores de instrumento se calcula la impedancia adaptativa considerando los valores establecidos con anterioridad.

3.2. Resultados

Para el análisis posterior se denomina R_1 al relé conectado a las barras 9-6 y R_2 al equipo de protección conectado en las barras 6-4, tal como lo muestra la Figura 2, su funcionamiento ha sido evaluado para diferentes situaciones de falla, con dos tipos de fuentes, la incorporación de la resistencia de falla y la variación en la potencia generación del parque eólico.

3.2.1. Resistencia de falla

Con el fin de verificar el funcionamiento óptimo del sistema de protección, se realizan pruebas de cortocircuito en las líneas L_1 y L_2 conectadas a un generador síncrono y con resistencia de falla de 0 y 25 Ω . En la Tabla 9 se observa que el ajuste convencional del relé de protección con $Rf= 0\Omega$, no presenta errores en el tiempo de actuación. Mientras que cuando la $Rf= 25\Omega$, el relé R_1 tiene una operación errónea cuando la falla se localiza a 80 y 90 % de la longitud de la línea. (Tabla 10)

Tabla 10. Operación del relé Siemens 7SA522 en sistemas convencionales considerando resistencia de falla

Localización de la falla %	$R_f = 0$		$R_f = 25$	
	Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2
	R_1	R_2	R_1	R_2
0	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
10	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
20	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
30	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
40	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
50	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
60	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
70	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
80	Zona 2	Zona 1	No ok	Zona 1
90	Zona 2	Zona 2	No ok	Zona 2
100	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2

3.2.2. Potencia de generación eólica fluctuante

En la sección 3 se demuestra que al calcular eventos de cortocircuitos en las líneas de transmisión, que tienen como fuente de alimentación un parque eólico con potencia de generación variable y $R_F = 0$, la impedancia vista por la protección se mantiene fija con la variación de potencia.

A continuación, se detallan los resultados obtenidos al calcular eventos de cortocircuito al tener una $R_F = 25\Omega$, cuando las líneas L_1 y L_2 se ven afectadas por una falla, los ajustes de los relés R_1 y R_2 en los tres escenarios de generación tienen errores de operación siendo la línea L_2 la más afectada como lo muestran la Tabla 11.

Tabla 11. Operación de la protección de distancia ante la generación de potencia fluctuante del parque eólico con $R_f = 25\Omega$

Localización de la falla [%]	Potencia máxima operativa		Potencia mínima operativa		Potencia nominal	
	Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2
	R_1	R_2	R_1	R_2	R_1	R_2
0	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
10	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
20	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
30	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
40	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
50	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
60	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
70	Zona 1	No ok	No ok	No ok	Zona 1	No ok
80	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok	Zona 1	No ok
90	No ok	No ok	Zona 2	No ok	Zona 2	No ok
100	No ok	No ok	Zona 2	No ok	Zona 2	No ok

La Figura 8 presenta el diagrama distancia-tiempo de la protección de distancia, para el caso del relé R_1 la zona 1 cubre el 80 % de la longitud de la línea, la zona 2 el 136 % y la zona 3 cubre la línea principal y adyacente, si se considera lo expuesto en las secciones anteriores existe un error en el alcance de la zona 2, ya que normalmente cubre solo el 120 % de la longitud de la línea. También el relé R_2 presenta problemas, ahora la zona 2 alcanza solo un 112 % de la protección, lo

que también es erróneo.

Hay que recordar que los tiempos de operación de la protección de distancia fueron detallados en la sección 3 (zonas de protección del relé), aplicando este criterio se ha determinado que el ajuste convencional opera en tiempos erróneos para diferentes puntos de localización de las fallas en las líneas dentro de la Tabla 12 estos valores están resaltados.

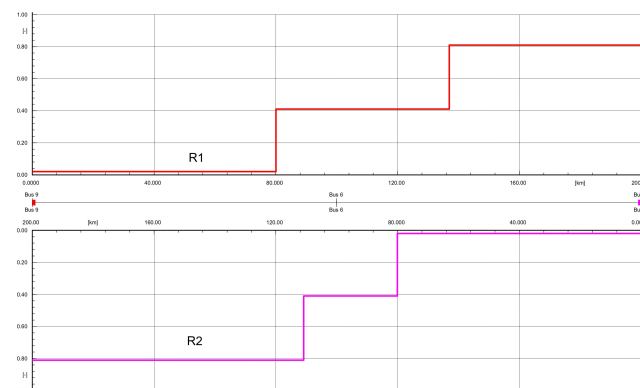


Figura 8. Proyección de las zonas de protección de los relés R_1 y R_2

La Tabla 13 muestra el funcionamiento efectivo de la propuesta metodológica planteada para fallas en las líneas conectadas a un parque eólico.

Las zonas de protección de la metodología propuesta Z_{*set}^{adapt} ($* = 1, 2, 3$), han sido calculadas con la impedancia medida por cada relé luego de un cortocircuito y considerando la resistencia de falla, con el objetivo que el alcance de protección de R_1 y R_2 sea correcto.

En la Figura 10 se visualiza el ajuste para el relé R_1 y R_2 , el alcance de protección se obtiene luego de aplicar las ecuaciones (4), (5), y (6), donde el límite máximo de actuación del relé estará dado por la impedancia medida por el equipo luego de una falla. Esta es la diferencia entre el método convencional y la nueva metodología, el ajuste de las zonas de protección ya no toma en cuenta la reactancia propia de la línea,

sino que ahora usa valores de la impedancia vista por el relé luego de la falla, lo que hace que las zonas de protección se extiendan y así se corrige la operación indebida del relé.

Al analizar la Tabla 12 se identifica que el relé R_1 que protege a L_1 actúa incorrectamente a partir del 70 % de la longitud de la línea, mientras que el relé R_2 no cumple con la función de protección para la línea L_2 cuando el sistema considera una resistencia de falla. Por esta razón es indispensable aplicar la metodología propuesta, como se muestra en la Figura 11, que al calcular una falla al 0 % de la línea L_2 con a) potencia de generación máxima, b) potencia mínima y c) potencia nominal, la protección actúa en la zona 1 a un tiempo de 0.02 s, a diferencia del ajuste convencional donde la impedancia de falla estaba fuera de zona.

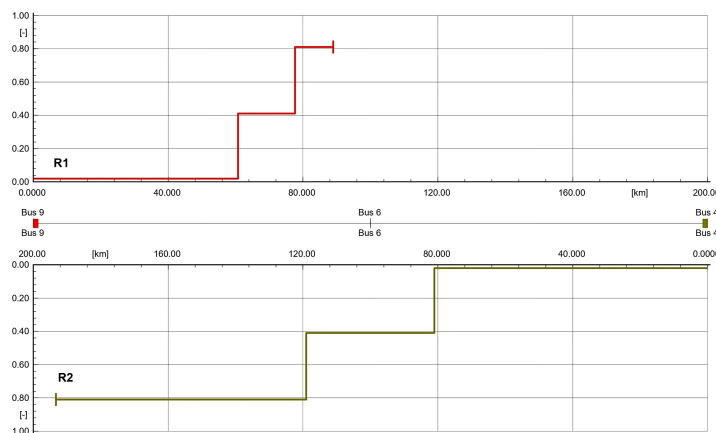


Figura 10. Coordinación de las zonas de protección a potencia máxima del sistema propuesto

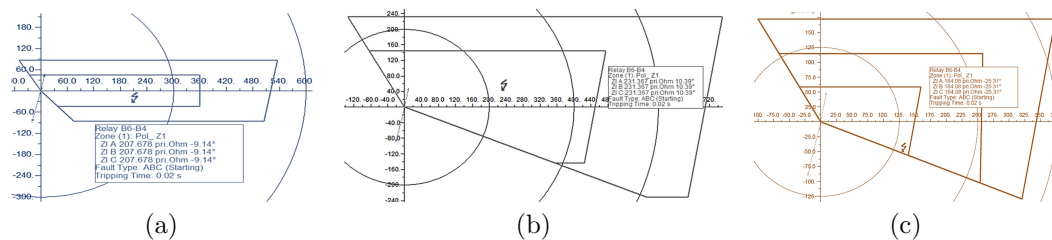


Figura 11. Cortocircuito en L_2 , aplicando el método de ajuste cuadrilateral adaptativo con a) Potencia máxima de operación; b) Potencia mínima de operación y c) Potencia nominal

Los resultados de la Tabla 13 muestran el funcionamiento del método del ajuste adaptativo propuesto, ahora los relés tanto de la línea L_1 como L_2

identifican las fallas correctamente con su ubicación precisa y corrigen los tiempos incorrectos de actuación del relé convencional. (Tabla 14)

Tabla 14. Tiempos de operación por ajuste adaptativo ante cortocircuitos de corriente mínima

Localización de la falla [%]	Potencia máxima operativa		Potencia mínima operativa		Potencia nominal	
	Línea 1 [s]	Línea 2 [s]	Línea 1 [s]	Línea 2 [s]	Línea 1 [s]	Línea 2 [s]
0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
10	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
20	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
30	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
40	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
50	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
60	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
70	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
80	0.02	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
90	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
100	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41

3.3. Discusión

El comportamiento de la protección de distancia ante la inserción de energías renovables no convencionales cambia cuando existe una resistencia de falla diferente de cero, debido a esto es probable la actuación errónea del relé, por ello la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia se vería deteriorado. Para abordar este suceso, el artículo propone una protección con característica cuadrilateral con ajuste adaptativo, en los resultados de la simulación del caso de estudio se observa que, al calcular fallas internas, el método antes mencionado corrige los tiempos de actuación del relé. La metodología propuesta presenta resultados favorables a comparación del método de ajuste tradicional como:

1. Las consecuencias al momento de la inserción de una resistencia de falla son consideradas y se eliminan por completo debido a que la zona de protección tiende a ser mayor a la habitual.
2. El análisis de comportamiento de las fallas en este artículo es único para un parque eólico, por ello la estructura y la metodología de protección propuestas son aplicables a la inserción de ERNC (parque eólico).
3. Las diferentes zonas de protección del esquema propuesto se modifican para adaptarse a la variación de la impedancia adicional. Esta impedancia adicional (Z_{set}) se debe a la resistencia de falla, por lo tanto, la corriente de falla cambia.
4. El esquema propuesto está diseñado para un único código de red donde se consideró un valor de resistencia de falla de 25Ω , que fue calculado mediante la fórmula de Warrington.

5. Si comparamos los métodos de ajustes adaptativos para la característica Mho y cuadrilateral se asume que el último tiene más ventajas, ya que, dependiendo de la localización de la falla, la zona se puede expandir solo en el eje R-X o en ambos, es decir, tiene mayor alcance resistivo, pues no dependen el uno del otro. Por ello presenta mayor confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico de potencia, a pesar de que esto requiera equipos con mayor tecnología y de mayor costo.
6. La metodología aplicada no estima la detección automática de fallas externas de los sistemas, para que esto sea posible se deberá modificar las características internas del relé por medio de programación exclusiva del mismo.

4. Conclusiones

El trabajo emplea un ajuste adaptativo para el sistema New England de 9 barras IEEE modificado, donde se produce la inserción de un parque compuesto por 33 generadores eólicos de 2.5 MW. Las zonas de operación de la característica cuadrilateral adaptativa se ajustan de acuerdo con la falla provocada, con la finalidad de evitar errores en la operación del relé SIEMENS 7SA522. En este trabajo se puede concluir lo siguiente:

El relé de distancia con ajuste cuadrilateral convencional funciona erróneamente cuando se da un cortocircuito trifásico que considere la resistencia de falla. Mientras que, el ajuste cuadrilateral adaptativo identifica correctamente las impedancias de falla desplazadas en eje X por el incremento de la resistencia de falla.

El método adaptativo propuesto muestra una respuesta favorable para diferentes escenarios de cortocircuito, con variación en el punto de falla, la resistencia de la falla y la oscilación de potencia del parque ge-

nerador, demostrando que el relé opera en la zona de protección correcta.

El método planteado utiliza los datos de voltaje y corriente de los transformadores de instrumentación y calcula la impedancia de la línea hasta el punto de falla, el relé actúa de acuerdo con el ajuste de la protección, si la falla está localizada en el 80 % de la línea la zona 1 opera en $t=0$ segundos. Mientras que si la falla está en el 20 % de la línea adyacente al relé, opera la zona 2 en $t=0.4$ segundos. Finalmente, si el evento de cortocircuito se da al 100 % de la línea adyacente de donde está configurado el relé, actúa la zona 3 en $t=0.8$ segundos.

Referencias

- [1] M. Singh and V. Telukunta, "Adaptive distance relaying scheme to tackle the under reach problem due renewable energy," in *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, 2014, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/NPSC.2014.7103785>
- [2] H. Sadeghi, "A novel method for adaptive distance protection of transmission line connected to wind farms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 1376–1382, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.06.072>
- [3] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh, and S. G. Srivani, "Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 365–379, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2017.00030>
- [4] V. K. Gaur and B. R. Bhalja, "A new digital distance relaying scheme for three terminal transmission line," *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586152>
- [5] Y. Liang, W. Li, and W. Zha, "Adaptive mho characteristic-based distance protection for lines emanating from photovoltaic power plants under unbalanced faults," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 3, pp. 3506–3516, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.3015225>
- [6] R. Dubey, S. Samantaray, B. Panigrahi, and G. Venkoparao, "Adaptive distance relay setting for parallel transmission network connecting wind farms and UPFC," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 113–123, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.033>
- [7] Z. He, S. Lin, Y. Deng, X. Li, and Q. Qian, "A rough membership neural network approach for fault classification in transmission lines," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 61, pp. 429–439, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.03.027>
- [8] B. Kasztenny and D. Finney, "Fundamentals of distance protection," in *2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2008, pp. 1–34. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CPRE.2008.4515045>
- [9] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power system control and stability*. IEEE Press power engineering series, 2008. [Online]. Available: <https://bit.ly/43fa38M>
- [10] R. A. Espinoza San Martín, *Desarrollo de un equivalente reducido del SING para estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación*. Tesis de grado. Universidad de Chile., 2012. [Online]. Available: <https://bit.ly/3MHi8MB>
- [11] DigSilent. (2023) Powerfactory application example wind farm base case 2 powerfactory project information. DigSilent. [Online]. Available: <https://bit.ly/45JuMDu>
- [12] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*. John Wiley & Sons, 2013. [Online]. Available: <https://bit.ly/3WmgcHd>
- [13] C. Merchán, P. Vintimilla, and P. Astudillo, *Análisis en estado estacionario y verificación del sistema de protecciones en las líneas de transmisión de las subestaciones adyacentes ante la incorporación del Parque Eólico Minas de Huasachaca al Sistema Nacional de Transmisión*. Tesis de Grado. Universidad de Cuenca., 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/42jpAmH>
- [14] J. A. Águila Ríos and J. F. Piña Tapia, *Análisis en laboratorio de respuesta de acción en Zona 1 de protección de IEDs de distancia*. Tesis de Grado. Universidad Politécnica Salesiana, 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3N5DR1Y>
- [15] A. Chamorro, *Protecciones de distancia: guía de aplicación*. Areva T&D Ibérica, 2005. [Online]. Available: <https://bit.ly/42nBA6G>
- [16] M. Biswal, B. B. Pati, and A. K. Pradhan, "Adaptive distance relay setting for series compensated line," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 52, pp. 198–206, 2013. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.03.018>

- [17] SIEMENS, *Distance Protection7SA522*. SIEMENS AG, 2011. [Online]. Available: <https://bit.ly/3C5cCOQ>
- [18] COESSINAC, *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN*. Comité de operación económica del Sistema Interconectado Nacional, 2008. [Online]. Available: <https://bit.ly/3N7ORvX>
- [19] DigSilent. (2014) Powerfactory 15. DigSilent. [Online]. Available: <https://bit.ly/45EQfgK>
- [20] E. Muljadi, N. Samaan, V. Gevorgian, J. Li, and S. Pasupulati, "Short circuit current contribution for different wind turbine generator types," in *IEEE PES General Meeting*, 2010, pp. 1–8. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589677>
- [21] L. He, C.-C. Liu, A. Pitto, and D. Cirio, "Distance protection of AC grid with HVDC-connected offshore wind generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 493–501, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2271761>
- [22] A. K. Pradhan and G. Joos, "Adaptive distance relay setting for lines connecting wind farms," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 206–213, 2007. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.889621>