

Methodology for Improvement Protection Systems Performance Associated to Overhead Lines

R.M.A. Velásquez, *Senior Member, IEEE*, and J.V.M. Lara, *Senior Member, IEEE*

Abstract—Power systems are permanently with failures risk, caused by electrical faults, human mistakes, harmonic component, flickers, among others. At the operational level, the impact of the incorrect operations of the “Protection Systems” in faults clearing has been documented, different studies cases of electrical failures not detected or not desired in a timely manner, they have led to the disconnection of the load of entire regions and even the total collapse of an electrical system. The foregoing is evident that the adequate selection of protection systems favors the reliable and safety operation of the grid. This paper introduces a novel methodology for the selection of protection systems for transmission lines, in the “Peruvian National Interconnected Electric System”. This methodology was structured for the revision of regulatory parameters related to the characteristics and “performance” of the protection systems and the technical aspects such as the redundancy of the “protection system”, the SIR estimation (source impedance ratio) and critical fault clearance times. Finally, the methodology studied in the Expansion Plan for Perú for the years 2019-2028, by means of electrical analysis, which allowed determining the way to have the characteristics of the protection systems of the new national grid expansion projects.

Index Terms—Failure, protection, overhead line.

I. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se encuentran permanentemente expuestos a perturbaciones ocasionadas, principalmente, por fallas eléctricas, errores humanos en el desarrollo de labores de mantenimientos o maniobras durante la operación del mismo. A nivel internacional, se encuentra documentado el impacto de las operaciones incorrectas de los Sistemas de Protecciones en el despeje de fallas. Diferentes casos de fallas eléctricas no detectadas o no despejas oportunamente, han llevado a la desconexión de carga de regiones enteras e incluso al colapso total de un Sistema Eléctrico. Considerando lo anterior, es evidente que la selección adecuada de los Sistemas de Protecciones favorece la operación confiable y segura de la red. Esta investigación ha desarrollado una nueva “metodología para la selección de los sistemas de protecciones de líneas de transmisión”, en el “Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” (SEIN) peruano. Esta metodología se estructuró con base en un referenciamiento internacional que consideró, entre otros, la revisión de aspectos regulatorios relacionados con las características y desempeño

de los Sistemas de Protecciones y aspectos técnicos tales como: la redundancia de los sistemas de protecciones, la estimación del SIR (Source Impedance Ratio) y de los “Tiempos Críticos de despeje” [1] de Falla. Finalmente, la metodología se comprobó con un caso de estudio, desarrollado la sección III, los cuales permitieron determinar de forma preliminar características que deberían tener los Sistemas de Protecciones de los nuevos proyectos de expansión del SEIN. Los Sistemas de Protecciones -SP- están compuestos principalmente por relés de protección, sistemas de comunicación, circuitos de control, interruptores, sistemas de alimentación de corriente continua y transductores. Su objetivo es despejar de forma selectiva, rápida, segura y confiable las fallas eléctricas [5]. Con el propósito de cumplir el objetivo de los SP, se debe seleccionar el más conveniente para cada elemento que compone el “Sistema Eléctrico de Potencia” -SEP-. Para la selección del SP, es necesario considerar las características técnicas de cada elemento (activo/pasivo) del SEP a proteger. Aspectos tales como: los niveles de cortocircuito, el nivel de tensión en los nodos, la topología del SEP y sus radialidades, el Source Impedance Ratio -SIR- y los “Tiempos Críticos de despeje de Falla” -TCDF- deben ser conocidos. En países tales como Brasil, EUA, Canadá, Chile y México, la regulación establece la realización de algunos estudios y análisis eléctricos, con el propósito de determinar las características del SEP y poder establecer, de esta manera, los SP más conveniente para las líneas de transmisión. La metodología para la Selección de los Sistemas de Protección en Líneas de Transmisión para el SEIN, propuesta en este artículo, se basa en la realización de tres análisis: “clasificación de las líneas de transmisión según su SIR” [2]; Estimación del TCDF y un análisis de redundancia del SP de la línea de transmisión. El resultado de estos tres análisis permite establecer características que debe tener el SP para una línea de transmisión.

II. PROBLEMA Y METODOLOGÍA

Los sistemas de transmisión cortos son un reto para los SP típicos, que usan funciones de protección distancia ANSI 21, porque a estas protecciones se les dificulta establecer si la falla eléctrica se encuentra dentro o fuera del elemento protegido [16]. ¿Cómo saber si una “línea de transmisión es corta” o no?, la referencia [1] ilustra que la longitud “física de una línea de transmisión” no es el parámetro más apropiado para clasificarla; por el contrario, el parámetro adimensional conocido como SIR y el nivel de tensión, son usados para clasificar una línea de transmisión como larga, media o corta.

Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, web: www.unsa.edu.pe.

RMA. Velásquez with Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. E-mail (ricardo.ariasvelasquez.eng@ieee.org)

JVM. Lara with Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. E-mail (jennifer.mejia@ieee.org)

La referencia [2] propone una metodología para estimar el parámetro SIR; adicionalmente, realiza comparaciones entre diferentes metodologías para la estimación del SIR. La conclusión más importante de [2] es que, el SIR estimado a través de equivalentes Thevenin, conducen a clasificaciones incorrectas de la longitud de una línea de transmisión. Es importante mencionar que [1] confirma el uso del procedimiento presentado en [2]. Para la estimación del SIR en una línea de transmisión, inicialmente se debe obtener la impedancia de la fuente ($Z_{fuente1Fy3F}$) que suministra la potencia de cortocircuito atrás de la protección en la bahía de línea; esta se obtiene simulando una falla en el extremo remoto al relé de protección [2]. Esta impedancia se calcula como la relación entre la caída de tensión del extremo local, donde se encuentra implementado el relé, dividido por la corriente de falla vista por el mismo. En este procedimiento se realizan simulaciones de fallas monofásicas y trifásicas, para diferentes escenarios de generación/demanda, y de acuerdo con las ecuaciones (1) y (2), se obtiene una estimación del SIR de cada caso y se toma el mayor valor para clasificar la línea.

$$SIR_{3F} = \frac{Z_{fuentes3F}}{Z_{Linea}}, \quad (1)$$

$$SIR_{1F} = \frac{Z_{fuentes1F}}{Z_{Linea}}, \quad (2)$$

$$SIR \geq 4, \quad (3)$$

$$4 < SIR < 5, \quad (4)$$

$$0.5 \leq SIR. \quad (5)$$

A. Estimación del SIR para Nuevos Proyectos

El operador nacional del sistema eléctrico en Perú, se denomina COES (Comité de Operación Económico del Sistema), el cual, tiene modelada la red eléctrica peruana en aplicativos, los cuales permiten realizar análisis eléctricos en diferentes escenarios operativos de generación/demanda, y estimar el SIR, aplicando la metodología propuesta en [2]. El estudio de cortocircuito, para la estimación del SIR, se realizó de acuerdo con la norma estándar IEC 60909 de 2001, considerando una resistencia de falla de 0.05 ohmios. Para el análisis de ha considerado la información del plan de expansión peruano [6], se tiene definido un total de 66 proyectos de transmisión en niveles de tensión de 500 kV, 220 kV y 138 kV, distribuidos en cada una de las áreas operativas del SEIN. En la tabla 1, se presenta el resultado de la estimación del SIR, según los criterios recomendados en [2]. En la tabla 1, se determinó que ninguna de las líneas de transmisión de los proyectos de plan de expansión.

En este análisis se determinó que ninguna de las líneas de transmisión de los proyectos de plan de expansión peruano, basado en un sistema de proyectos de líneas de transmisión largas [6]

TABLE I
CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SEGÚN EL SIR

Área	Proyecto	Clasificación SIR (Línea corta) (%)	Clasificación SIR (Línea mediana) (%)
Norte	20	27	77..
Centro	12	32	68
Sur	34	50	50

B. Influencia del SIR

El SIR indica que existen zonas muertas en la operación de los sistemas de protección y fallas que evitan un buen desempeño de la coordinación de protecciones, por ejemplo, en la Fig. 1, se muestra un punto de zona muerta cercado al ángulo 180 grados en la impedancia del sistema a analizar, donde la sensibilidad de SIR no sería suficiente para identificar la falla interna. Se puede concluir que, durante una oscilación de potencia, la sensibilidad de SIR está fuertemente correlacionada con la ubicación de la falla y el cambio de ángulo de fase, especialmente para fallas en el punto medio eléctrico, su sensibilidad detecta más cuando el ángulo oscila cerca de 180 grados.

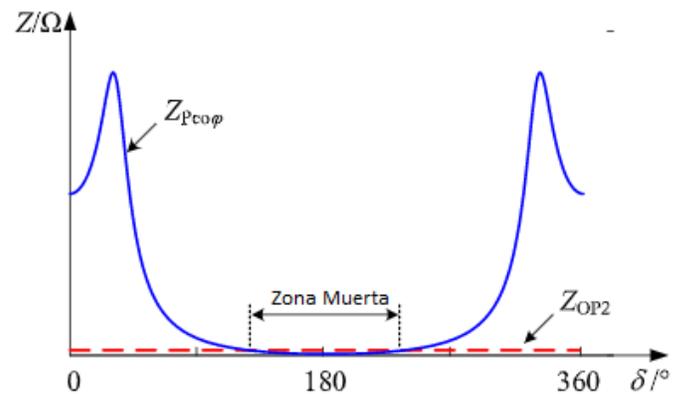


Fig. 1. Zona muerta SIR.

Así mismo, el SIR nos permite evaluar las deficiencias de la pre selección de fallas a tierra, la guía de protección IEEE enfatiza que la capacidad de una sola fase [22], mientras que todas las fases se disparan por cualquier falla de múltiples fases, puede ser beneficiosa para la estabilidad del sistema. Obviamente, el núcleo del disparo monofásico es la efectividad de fases con fallas, su efectividad se deriva del algoritmo indicada en la Fig. 2. Por lo tanto, en el caso de fallas simples de fase a tierra, es imperativo investigar los comportamientos del SIR de la fase con falla y las otras dos fases sin falla.

C. Estudios de Estabilidad.

La estabilidad de un SEP se puede definir como la capacidad de éste, de retornar a una condición normal de operación luego de haber sido sometido a una perturbación [3]. Para propósitos de análisis, el estudio de estabilidad

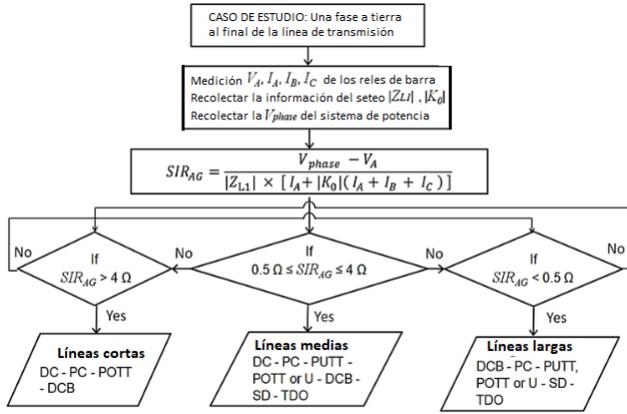


Fig. 2. Flujo recomendado para mejorar la efectividad con el análisis SIR.

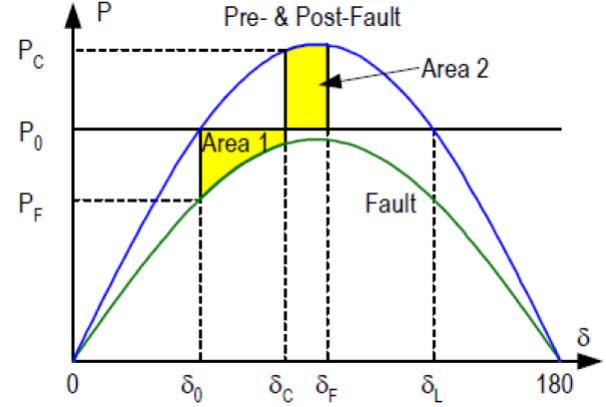


Fig. 3. Curva de transferencia de potencia.

para un SEP se divide en “análisis de estabilidad de estado estable” [3] y “análisis de estabilidad transitoria” [4].

El análisis de “estabilidad transitoria” está asociado con cambios repentinos de la carga, con la apertura y cierre de interruptores, con la pérdida repentina de generación y con fallas eléctricas [19]. Este tipo de perturbaciones pueden desencadenar desplazamientos de los “ángulos de los rotores de los generadores” [7] con respecto a los ángulos de sus estatores, incrementos de las velocidades de rotación de las máquinas e incrementos de la potencia transferida por las líneas de transmisión [20], más allá de los límites establecidos, lo que puede ocasionar pérdida de paso de generadores [4]. El método conocido como criterio de áreas Iguales se usa principalmente “para el análisis de estabilidad transitoria” [10] y permite establecer la condición de estabilidad en un SEP. Este método se basa en la interpretación gráfica de la energía almacenada en la masa rotórica de un generador (Ver Fig. 1) y ayuda a determinar si la máquina sincrónica mantendrá su estabilidad luego de una perturbación en el SEP. La ecuación de “Swing” o penduleo (P_a) de un generador conectado a una barra infinita, despreciando el efecto de amortiguamiento del conjunto generador-barra infinita, está dada de acuerdo a [3] por:

$$\frac{H d^2 \delta}{\pi f dt^2} = P_m - P_e = P_a. \quad (6)$$

Donde: H es la inercia del generador, f la frecuencia del sistema, δ la posición angular del rotor, P_m es la potencia mecánica y P_e es la potencia eléctrica en la Fig. 3.

A partir de esta ecuación se puede establecer el ángulo crítico de despeje de falla (δ_c el TCDF (t_c), según [3]:

$$\delta_c = \frac{\pi f}{2H} P_m \times t^2 + \delta_0^2, \quad (7)$$

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{\pi f P_m}}. \quad (8)$$

Se tiene gran importancia en incluir los análisis TCDF para evitar los problemas en la estabilidad angular de los

sistemas de potencia. El TCDF permite identificar la rapidez y el grado de confiabilidad requerido por los SP en una subestación, generador o línea de transmisión. Además, ayuda a determinar las características de los SP con la misión de prevenir la “pérdida de paso o de estabilidad” [19] en el SEP, como se muestra en la Fig. 3, cuando es sometido a fallas eléctricas [21].

La rapidez en la operación de los SP está dada por el tiempo que le toma en aclarar una falla eléctrica “desde el inicio de la falla hasta el despeje” de la misma, incluyendo en éste, el tiempo de: actuación de las protecciones locales y remotas; apertura de los contactos del Interruptor local y el remoto; retardos adicionales por latencias y disparos transferidos o tiempos adicionales por actuación de relés de falla interruptor.

III. CASO DE ESTUDIO Y RESULTADOS

A. Estimación del “Tiempo Crítico de Despeje de Falla”.

Mediante análisis de estabilidad, a través de simulaciones dinámicas, se estimaron los TCDF para el SEIN con y sin los proyectos de expansión referenciados en [6]. Los TCDF se estimaron en tres escenarios de generación y demanda (máxima, media y mínima), seleccionando el valor mínimo, el cual permite el cumplimiento de las condiciones de estabilidad y confiabilidad del SEIN. El cálculo de cortocircuitos para la estimación del TCDF se realizó de acuerdo con la norma IEC 60909 de 2001 y se simularon fallas trifásicas en barras con resistencia de falla de 0.05Ω . Para la estimación de los TCDF, se ha establecido la siguiente metodología:

- La estimación del TCDF se realiza por medio de un aplicativo de simulación, en el cual se debe elegir una variable de referencia del sistema. Esta variable es el ángulo rotórico de un generador elegido como “Slack”, el cual se selecciona buscando que el comportamiento del mismo sea similar al de un barraje infinito; es decir, que la falla que se esté simulando tenga el menor impacto posible sobre dicho generador.
- Los escenarios operativos a evaluar deben cumplir las siguientes condiciones:
 - Escenarios de baja inercia del sistema.

TABLE II
TCDF PARA SUBESTACIONES DEL SEIN

Año	TCDF
2019 / 500 kv	0.50
2019 / 220 kv	0.31
2019 / 220 kv	0.28
2020 / 500 kv	0.32
2020 / 220 kv	0.22
2021 / 500 kv	0.13
2021 / 220 kv	0.130
2022 / 220 kv	0.14

- Los generadores que se encuentren despachados en el área bajo estudio deben estar en su máxima capacidad de potencia.
- Realizar falla trifásica en la barra o al final de la línea de transmisión bajo estudio.
- Identificar cuál o cuáles generadores del SEIN, principalmente del área de influencia de la perturbación, presentan la condición pérdida de paso.
- Por medio de reducciones iterativas del tiempo de despeje de la falla (t_0), se busca el límite máximo de apertura de los interruptores, en el cual ya no se presente la condición de pérdida de paso en ningún generador del sistema, a este tiempo mínimo de t_0 se le nombrará TCDF.

Los resultados del TCDF, para algunas de las subestaciones del área de influencia de los proyectos de expansión referenciados en [6], son presentados en la tabla 2. Se observa que a medida que se incorporan los proyectos de expansión al SEIN, el TCDF disminuye. Este resultado es importante porque, en el caso de presentarse una incorrecta operación o indisponibilidad de la protección principal del equipo [17], se podría comprometer la estabilidad, confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN. Ya que en el SEIN las protecciones de respaldo ubicadas en la bahía local y en la bahía remota de la línea, tienen un tiempo de operación más elevado, respecto a las protecciones principales. En el año 2005 el SEP de República Dominicana colapsó por un caso similar [7].

IV. DISCUSIÓN

A. Confiabilidad y Redundancia del Sistema de Protecciones

La “North American Electric Reliability Corporation - NERC-” de diciembre de 2014, indicó que la principal causa de mal operaciones de los SP está ligada a la incorrecta selección de ajustes, las lógicas y los errores en el diseño, en la Fig. 4, esta causa también se establece como la principal en la mal operación de los relés microprocesados en Fig. 5 [8].

La confiabilidad, de los SP, se define como el grado de certeza que se espera de la operación correcta de un SP. Adicionalmente la confiabilidad es un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad. La seguridad se define como la habilidad del SP de restringir apropiadamente el disparo cuando no es requerido, mientras que la fiabilidad se entiende como la habilidad del SP de realizar un disparo cuando es requerido [9]. Los SEP requieren de la redundancia de los SP por diferentes razones; una de ellas es el incremento de

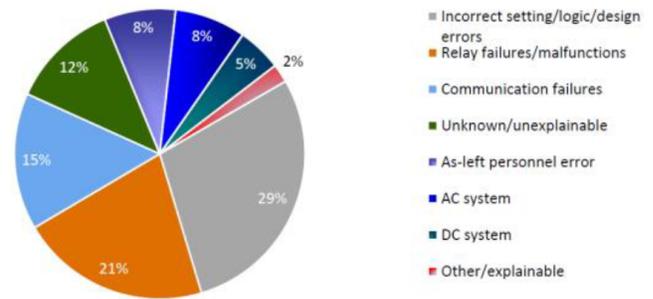


Fig. 4. Porcentaje de mal operaciones por cada causa desde 2011 a 2013.

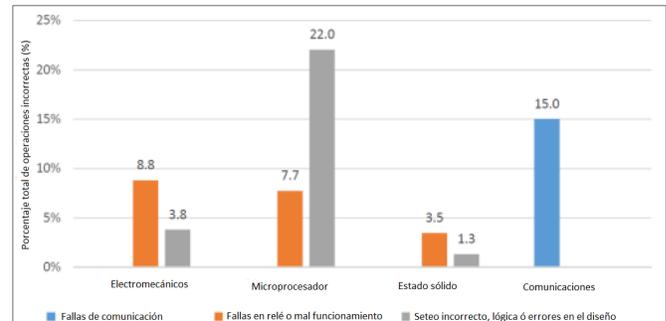


Fig. 5. Operaciones inadecuadas por tecnología de los relés

la fiabilidad en el despeje de fallas. La redundancia significa que dos o más SP, que no poseen puntos comunes de falla o que son independientes, son implementados para proteger cada elemento del SEP [10]. Adicionalmente, se puede tener redundancia del SP de forma local o remota. La redundancia local de un SP ha jugado un papel importante al incrementar la fiabilidad en el despeje de fallas en un SEP. Sin embargo, no es la única manera; en algunas situaciones, los SP remotos podrían proveer una confiabilidad adecuada, siempre que éstos puedan detectar, despejar la falla y permitir que los tiempos de aclaramiento de fallas sean inferiores a los TCDF esperados [11] y el impacto de las desconexiones adicionales sea aceptable. Dado que la confiabilidad, de un SP, integra las características de fiabilidad y seguridad, la confiabilidad está directamente relacionada con la probabilidad de despejar fallas de forma exitosa, a través de la redundancia de los SP. Sin embargo, la redundancia modifica la fiabilidad y la seguridad en distinta proporción, por lo que el grado óptimo de fiabilidad y seguridad, así como los requerimientos de redundancia, podrían ser determinados con base en la comparación entre el impacto de una operación indeseada del SP versus la omisión de un disparo para aclarar una falla. Los siguientes ejemplos pretenden ilustrar la ventaja de los SP redundantes teniendo en cuenta los conceptos de confiabilidad y redundancia de un SP. Al tener un único SP en la “línea de transmisión” indicada en la Fig. 6, la operación indeseada del mismo lleva a la “salida de la línea de transmisión”, mientras que la omisión de un disparo ante la falla lleva a la desconexión de todos los equipos adyacentes a la bahía del SP que mal operó.

En la Fig. 7, la línea de transmisión mostrada en la Fig. 8, tiene dos SP idénticos y con puntos comunes de falla.

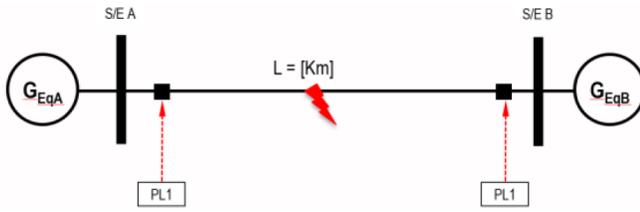


Fig. 6. Sistema de Protecciones simple

La operación indeseada del SP lleva a la “salida de la línea de transmisión”, mientras que la omisión de un disparo ante la falla también lleva a la desconexión de todos los equipos adyacentes a la bahía del SP que mal operó.

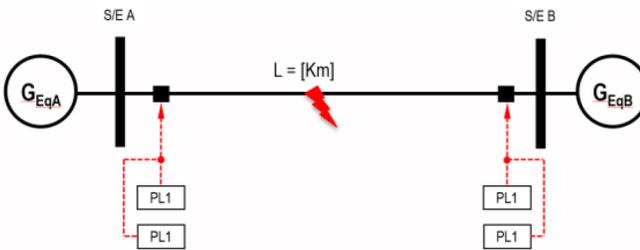


Fig. 7. Sistema de Protecciones duplicado

En este caso se concluye que no es significativo el incremento de fiabilidad para el despeje de la falla, respecto al ejemplo 1, ya que se utilizan dos protecciones idénticas, con puntos comunes de falla [18]. El último ejemplo permitirá entender como la redundancia mejora la confiabilidad de un SP. En la Fig. 8, Una línea de transmisión tiene dos SP redundantes. La operación indeseada de un SP lleva a la “salida de la línea de transmisión” [23], mientras que, si hay omisión de un disparo de un SP ante la falla, se cuenta con otro SP independiente, como se muestra en la Grafica 6, que permite incrementar la fiabilidad para el despeje de la falla. Entonces el impacto sobre el SEP, cuando un SP omite un disparo, es controlado si existe otro SP redundante que asume su función [24].

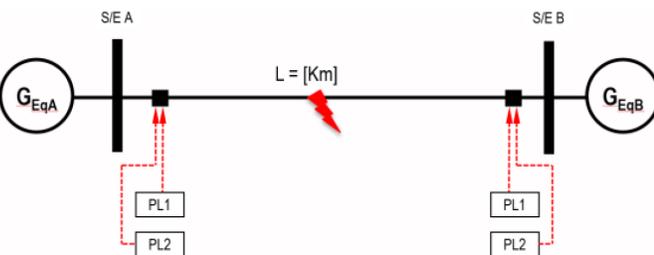


Fig. 8. Sistema de Protecciones redundante

Por tanto, la redundancia del SP tiene un impacto positivo en la confiabilidad del SP durante un despeje de fallas; pero ¿en qué medida la redundancia del SP, impacta la seguridad y la fiabilidad? lo veremos a continuación. En el campo de las

protecciones eléctricas, existe la probabilidad de que se presente una operación incorrecta o indeseada del SP, como son: operación en ausencia de falla, operación ante falla externa a su zona de protección o no operación ante falla dentro de su zona de protección. Un ejemplo concreto tomado de [11] para analizar como la redundancia influye en la fiabilidad y la seguridad se puede estudiar a través del desempeño de un esquema de teleprotección, en la presente investigación, para establecer la probabilidad de falla, se utilizará simulaciones de Monte Carlo, con 1000 simulaciones, para determinar la probabilidad de falla del sistema de protecciones, con datos de confiabilidad extraídos de [12]. Con el siguiente detalle:

- Seguridad: 99.9999% o expresada como la probabilidad de un disparo indeseado (recíproco de la seguridad) 10^{-6} .
- Fiabilidad: 99.99% o expresado como la probabilidad de omitir un disparo (recíproco de fiabilidad) 10^{-6} .

Considerando entonces que el SP de la línea de transmisión es redundante, completamente independiente y posee esquema de teleprotección, se calculan las siguientes probabilidades.

B. Seguridad en el Sistema Redundante del Sistema de Protecciones

La probabilidad de un disparo indeseado será la suma de las probabilidades de cada SP. La probabilidad de un disparo falso para un sistema redundante es 0.000002 o expresado como seguridad es 99.9998%, como se muestra en la Fig. 9.

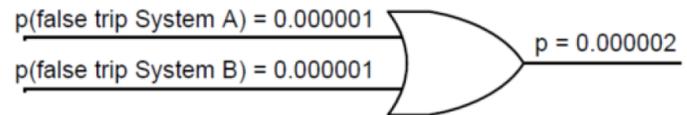


Fig. 9. Probabilidad falso disparo

C. Fiabilidad del Sistema de Protecciones.

La probabilidad de omitir un disparo se reducirá, lo cual implica una mejora importante en la confiabilidad. Si los SP son iguales e independientes, se necesita que ambos fallen al mismo tiempo para que se presente la omisión de un disparo [25]. Por lo tanto, la probabilidad de omisión de disparo resultante es el producto de la probabilidad individual, lo que corresponde a 0.00000001 o expresado como fiabilidad es 99.99999%, como se muestra en la Fig. 10.

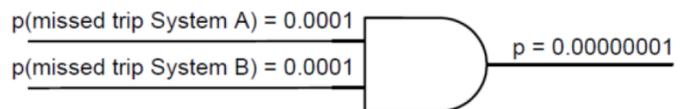


Fig. 10. Probabilidad omisión disparo

En consecuencia, la fiabilidad se incrementa de 99.99% a 99.999999%, lo cual es una mejora significativa. De la Fig. 9 y la Fig. 10, se puede establecer que la seguridad de un SP no se incrementa con la redundancia, mientras que la fiabilidad sí. Entonces, en este ítem se propone analizar el impacto de

desconexiones adicionales que lleven a la desatención de demanda, la estabilidad del sistema y desbalances de generación – demanda asociados a la omisión de un disparo del SP en presencia de fallas.

V. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una metodología, basada en estudios de SIR, TCDF y redundancia de SP, para seleccionar los SP de líneas de transmisión más convenientes, con el propósito de incrementar confiabilidad de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano. La selección adecuada del SP de una línea de transmisión es un tema que requiere atención, debido a que es el elemento más expuesto a perturbaciones en un SEP. El SP asociado a las líneas de transmisión debe ser correctamente seleccionado para lograr una alta confiabilidad, en especial para áreas del sistema que requieren eliminar las perturbaciones en el menor tiempo posible o en las que el impacto de las desconexiones adicionales podría llevar a desatención significativa de carga. Se ha obtenido mejorar la seguridad del sistema de protecciones al 99.99999% y fiabilidad al 99.99%, considerando el sistema de protección redundante, y con el esquema de teleprotección de disparo directo transferido. De acuerdo a la Fig. 9, la probabilidad de disparo indeseado, es la suma de las probabilidades de cada sistema ha analizar, analizando con una compuerta OR, una probabilidad de falla en la seguridad de 0.000002 %. De forma complementaria, aplicando la metodología, se obtienen una mejora importante en la confiabilidad, si los sistemas son iguales e independientes, con una compuerta AND, dado que se requiere que ambos fallen al mismo tiempo para que se presente la omisión del disparo resultante del producto de la probabilidad individual, siendo 0.00000001 %; por lo tanto, se incrementa de 99,99% a 99.999999%. La sensibilidad de mejorar el sistema de protecciones con el análisis del SIR está sujeto a corrientes capacitivas distribuidas, dicho defecto se ha abordado con cuidado en la sección III. Otro defecto fatal de la suma actual de la protección, son las oscilaciones, el rendimiento del esquema de protección se ha mejorado con la metodología propuesta, lo que es similar a la protección diferencial actual. La coexistencia de los enfoques puede mejorar significativamente el rendimiento de protección general, en la detección confiable de fallas. Los requisitos de redundancia e independencia en los SP propuestos en este artículo, ya están incorporados en las regulaciones de Brasil [13], Estados Unidos [14] y Chile [15]. Con la Fig. 9, se ha logrado mejorar la probabilidad, así mismo, la probabilidad de omitir un disparo se reducirá, con una mejora importante de la confiabilidad si se aplica los SP iguales e independientes, como se muestra en la Fig. 10; incrementando la fiabilidad al 99.99999999%. Para futuros proyectos la aplicación del SIR a los sistemas de potencia en sistemas débiles con carga inductiva y contenido armónico [26], o implementación de microrredes [27], podría mejorar la fiabilidad de las protecciones.

ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank to Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa for the knowledge contribution and support.

REFERENCES

- [1] IEEE C37.113-2015 Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.
- [2] Thompson, Michael J., and Amit Somani. A tutorial on calculating source impedance ratios for determining line length. Protective Relay Engineers, 68th Annual Conference", College Station, TX, 2015.
- [3] Machowski, Jan, Janusz Bialek, and James Richard Bumby. Power System Dynamics and Stability. John Wiley & Sons, 1997.
- [4] Kundur, Prabha. Power system stability and control. New York: McGraw-hill, 1994.
- [5] Joe Mooney, and Normann Fischer. Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems, 2005.
- [6] COES, Plan de Expansión del sistema de transmisión 2019-2018, COES, (2018).
- [7] Gerencia de Gestión de la Operación -CCE-ETED-. Pérdida total del SENI – Black Out. GGO-IDE-16052015. V1.0, 2015.
- [8] NERC Staff Analysis of System Protection Misoperations, December, 2014.
- [9] The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, Seventh Edition," in IEEE Std 100, vol., no., pp.1-1362, 2000.
- [10] NERC Technical Paper on Protection System Reliability "Redundancy of Protection System Elements", November 18, 2008.
- [11] Ward, Solveig, et al. Redundancy considerations for protective relaying systems in Protective Relay Engineers, 2010 63rd Annual Conference for 2010 Mar 29 (pp. 1-10). IEEE.
- [12] IEC Std. 60834-1-1999. Teleprotection equipment of power systems-Performance and testing.
- [13] RESOLUÇÃO N° 461, Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações, 2011.
- [14] Council NP. NPCC regional reliability reference directory 4 Bulk Power System Protection Criteria, 2009.
- [15] Norma Técnica de Seguridad Y Calidad de Servicio - Res. Extra. N°37, 2009.
- [16] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara. Life estimation of shunt reactors considering a failure core heating by floating potentials. Engineering Failure Analysis. 86 (2018) 4, 142 - 157.
- [17] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara. Reliability, availability and maintainability study for failure analysis in series capacitor bank. Engineering Failure Analysis. 86 (2018) 4, 158 -167.
- [18] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara. The need of creating a new nominal creepage distance in accordance with heaviest pollution 500 kV overhead line insulations. Engineering Failure Analysis. 86 (2018) 4, 21 - 32.
- [19] R.M. Arias Velásquez, J.V. Mejía Lara. Electrical assessment by lightning phenomenon in power lines of double circuit. IEEE Latin American transactions. 14 (2015) 5, 2217 – 2225.
- [20] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara, Ruptures in overhead ground wire – Transmission line 220 kV. Engineering Failure Analysis. 87 (2018) 1 - 14.
- [21] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara. Snubber resistor influence in thyristor valves failure on the static VAR compensator. Engineering Failure Analysis. 89 (2018) 150 - 176.
- [22] IEEE guide for protective relay applications to transmission lines, IEEE Std C37.113-2015.
- [23] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara, Harmonic failure in the filter of Static Var Compensator, Engineering Failure Analysis, 107, 2020, 104207.
- [24] IEEE Standard for Phasor Data Concentrators for Power Systems," in IEEE Std C37.247-2019 , vol., no., pp.1-44, 10 Sept. 2019
- [25] IEEE Synchrophasor Measurement Test Suite Specification-Version 3," in IEEE Synchrophasor Measurement Test Suite Specification,3, 2019, 1-38.
- [26] Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara, Harmonic failure in the filter of Static Var Compensator, Engineering Failure Analysis, Volume 107, January 2020, Article 104207.
- [27] Yunqi Wang, Jayashri Ravishankar, Toan Phung, A study on critical clearing time (CCT) of micro-grids under fault conditions, Renewable Energy, Volume 95, September 2016, 381-395.



R.M.A. Velásquez Es IEEE Senior member, doctor en ingeniería por la PUCP, maestría en ciencias con mención en Ingeniería de proyectos, segundo título profesional en Ingeniería de Proyectos e ingeniero electricista por la UNSA, investigador calificado por Concytec - Renacyt nivel III. Ha laborado en las más grandes empresas de energía en 5 países: EEUU, Chile, Colombia, Brasil y Perú. Actualmente es especialista en eficiencia operacional de las más grandes centrales de generación renovable en Latino América en la empresa ENEL, también ejerce el cargo de vice presidente de IEEE PES Perú en el periodo 2018-2020, ha sido investigador para UTEC, MIT, UAP, UPA, UNSA, PUCP.



J.V.M. Lara Es IEEE Senior member, actualmente, es gerente de Proyectos de envergadura internacional, en el ámbito de las energías renovables. Es graduada en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Nacional de Colombia, Magister en Ciencias con mención en Ingeniería de Proyectos por la Universidad Nacional de San Agustín (UNSA) y actualmente se encuentra finalizando los estudios de doctorado en ingeniería en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Ha sido reconocida en la categoría Senior Member en la Sociedad IEEE por sus grandes aportes en el ámbito de los sistemas de potencia y por su amplia experiencia en el gerenciamiento y puesta en servicio de proyectos a nivel internacional en los rubros de energía, minería y petróleo.