Universidad de Costa Rica Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Eléctrica

Estudio de coordinación de protecciones para la conexión de la planta hidroeléctrica los negros 1 al sistema eléctrico nacional

Por:

Luis Aguilar Rocha José Ricardo Álvarez Vega

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio Agosto del 2021

Estudio de coordinación de protecciones para laconexión de la planta hidroeléctrica los negros 1 alsistema eléctrico nacional

Por:

Luis Aguilar Rocha José Ricardo Álvarez Vega

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Costa Rica como requisito parcial para optar por el grado de:

LICENCIADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

Ing. Lochi Yu Director, Escuela de Ingeniería Eléctrica

> Ing. Oscar Núñez Mata Director, Comité Asesor

Ing. Samuel Grant Chaves Miembro, Comité Asesor Ing. Ismael López Miembro, Comité Asesor

Ing. Osvaldo Fernández Cascante Miembro, Tribunal Ing. Helber Meneses Navarro Miembro, Tribunal

DEDICATORIA

Dedicado a nuestras familias, amigos y amigas, profesores y profesoras, compañeros y compañeras; por todo el apoyo a nivel personal y profesional que ha sido brindado a lo largo de los años.

AGRADECIMIENTOS

Jose Ricardo Álvarez

En primer lugar quiero agradecer a mi familia, en especial a mi padre, mi madre y mis dos hermanas por siempre haberme apoyado incondicionalmente. Han sido incontables ocasiones en las que me han ayudado a salir adelante, tanto a nivel personal como académico y por esto siempre estaré agradecido.

Asimismo, agradezco a todos mis amigos y amigas por los grandes momentos que hemos pasado juntos a lo largo de los años. En especial a mi mejor amigo, quien falleció el año pasado y siempre fue un gran apoyo a nivel emocional.

Además, quiero agradecer a todos los profesores y profesoras, quienes fueron una gran fuente de aprendizaje a lo largo de los años cursados en la Universidad de Costa Rica.

Finalmente quiero agradecer a todas las personas que fueron parte de la realización de este proyecto, en especial a los miembros del comité asesor: Oscar Núñez, Samuel Grant e Ismael López, por toda la ayuda que brindaron para que el proyecto saliera adelante con la calidad esperada. También al compañero Luis Aguilar, quién se esforzó en gran medida para finalizar este proyecto.

Luis Daniel Aguilar Rocha

Quiero agradecer a mi familia y especialmente a mis padres, que siempre han estado presentes apoyándome y dándome las fuerzas para seguir adelante. Los consejos para ser un mejor estudiante y una mejor persona, que me han brindado los recursos necesarios para lograr cumplir las metas establecidas.

Además, quiero brindar un especial reconocimiento a todos las personas involucradas para que este proyecto fuera una realidad y lograra sus objetivos, en especial al profesor Oscar Núñez, que durante tres años de la carrera ha estado siempre con toda la disposición de ayudar y brindarnos conocimiento para crecer como personas y como profesionales e indudablemente ha sido el guía necesario para que el proyecto se desarrollara de manera exitosa.

Asimismo, el agradecimiento a los ingenieros Samuel Grant Chaves e Ismael López Jiménez, y al compañero José Ricardo Álvarez que a lo largo de la investigación estuvieron siempre para aportar conocimientos y criticas constructivas para seguir mejorando.

Finalmente, gracias a todos los compañeros y profesores que estuvieron involucrados en mi crecimiento tanto personal como profesional a lo largo de este proceso de aprendizaje. A todos les agradeceré por siempre de corazón.

Índice

1.	Intr	oducción	1
	1.1.	Antecedentes	1
	1.2.	Planteamiento del problema	3
	1.3.	Justificación	3
	1.4.	Objetivos	6
		1.4.1. Objetivo general	6
		1.4.2. Objetivos específicos	6
	1.5.	Alcances del proyecto	7
	1.6.	Metodología	8
	1.7.	Cronograma	10
2.	Mar	co teórico	11
	2.1.	Generación de energía eléctrica	11
		2.1.1. Plantas hidroeléctricas	13
	2.2.	Líneas de transmisión	15
		2.2.1. Características físicas de conductores eléctricos en líneas de transmisión	15
		2.2.2. Parámetros eléctricos en líneas de transmisión	18
		2.2.3. Modelado de líneas de transmisión	20
	2.3.	Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica	22
		2.3.1. Requisitos para la conexión de las plantas de generación al SEN	23
	2.4.	Sistemas de protección	25
		2.4.1. Características de las protecciones	25
		2.4.2. Tipos de fallas	27
		2.4.3. Fallas activas	27
		2.4.4. Fallas pasivas	27
		2.4.5. Transformadores de medida	28
		2.4.6. Protección de líneas de transmisión	28
	2.5.	Esquema de protección de impedancia	28
		2.5.1. Principio de operación	28
	0.0	2.5.2. Características de ajustes de relé de impedancia	29
	2.6.	Esquema de protección diferencial	30
		2.6.1. Principio de operación	30
	27	2.6.2. Características de ajustes de rele diferencial	31
	2.1.	Simulación de sistemas	32
			33
3.	Estu	idio de protecciones para la linea de transmisión PHLN1-Subestación Mirava	-
	lles		39
	3.1.	Descripción general de la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1	39
		3.1.1. Descripción Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.	39
		3.1.2. Planta hidroeléctrica Los Negros 1 (PHLN1)	40
	3.2.	Criterios a utilizar para el ajuste y coordinación de las protecciones de línea	43

	3.3.	Diagrama unifilar del sistema	43		
	3.4. Características generales de la línea de transmisión PHLN1-Subestación Mira-				
		valles	44		
	3.5.	Análisis del esquema de protección de impedancia	45		
	3.6.	Datos del sistema	47		
		3.6.1. Calculo para la zona 1	50 52		
	37	5.0.2. Calculo para la zona 2	52		
	0.11	rencial	52		
4.	Sim	ulación y resultados	55		
	4.1.	Generadores instalados en PHLN1	55		
	4.2.		55		
		4.2.1. Configuration	55 57		
		4.2.2. Pruebas realizadas \dots isla	57		
		4.2.2.1. Frueba en naralelo	60		
	4.3.	Regulador de velocidad	61		
	1.01	4.3.1. Configuración	61		
		4.3.2. Pruebas realizadas	63		
		4.3.2.1. Prueba en isla	63		
		4.3.2.2. Prueba en paralelo	65		
	4.4.	Simulación en ETAP del esquema con todas las variables definidas.	66		
		4.4.1. Simulación protección diferencial	66		
		4.4.2. Simulación protección de impedancia	71		
	4.5.	Simulación en HYPERSIM del esquema con todas las variables definidas	81		
		4.5.1. Simulación protección diferencial	81		
	16	4.5.2. Simulation protection de Impedancia	87 04		
	4.0.		54		
5.	Con	sideraciones reglamentarias y económicas para la adiquisición de equipos	100		
	5.1.	Requerimientos para adquisición de equipos	100		
	5.2.	Estudio económico	101		
6.	Con	clusiones y recomendaciones	103		
	6.1.	Conclusiones	103		
	6.2.	Recomendaciones	104		
	6.3.	Trabajos a futuro	104		
	6.4.	Hallazgos obtenidos	105		
Re	ferei	ncias	115		

Índice de figuras

1.	Cronograma	10
2.	Generación por tipo de fuente	11
3.	Sistema electrico de potencia	12
4.	Producción bruta de energía Costa Rica 2020	14
5.	Alturas de torres eléctricas	17
6.	Circuito equivalente parámetros concentrados	21
7.	Circuito equivalente parámetros distribuidos	21
13.	Contraste de tipos de simulación	34
14.	Contraste de tipos de simulación	36
15.	Ubicación de PHLN1	40
16.	Casa de máquinas de PHLN1	41
17.	Diagrama conexión de protecciones.	44
18.	Estudio de cortocircuito falla en barra Los Negros 1. Corrientes mínimas de	
	falla fase a fase.	47
19.	Estudio de cortocircuito falla en barra Los Negros 1. Corrientes mínimas de	
	falla fase a tierra.	48
20.	Estudio de cortocircuito falla en barra Los Negros 1. Corrientes máximas de	
	falla fase a tierra.	49
21.	Característica de operación de la protección diferencial.	53
22.	Diagrama del sistema de excitación	56
23.	Subsistema utilizado para la validación del sistema de excitación	57
24.	Comportamiento del sistema de excitación para la prueba en isla. Gráfica	
	completa	58
25.	Comportamiento del sistema de excitación para la prueba en isla. Gráfica	
	aumentada	59
26.	Sistema eléctrico de Potencia	60
27.	Comportamiento del sistema de excitación para la prueba en paralelo	61
28.	Diagrama del regulador de velocidad	62
29.	Comportamiento del regulador de velocidad para la prueba en isla	64
30.	Comportamiento del regulador de velocidad para la prueba en paralelo	65
31.	Configuración de parametros relé de protección diferencial.	67
32.	Diagrama unifilar con falla a lo interno de la línea.	68
33.	Secuencia de eventos falla interna a la línea	69
34.	Diagrama unifilar con falla a lo externo de la línea	70
35.	Secuencia de eventos falla a lo externo de la línea.	71
36.	Configuración de parametros relé de impedancia	73
37.	Diagrama unifilar con falla al 83 % de la línea.	75
38.	Secuencia de eventos falla al 83%	76
39.	Diagrama unifilar con falla al 90% de la línea.	77
40.	Secuencia de eventos falla al 90%. Únicamente zona 1 activa.	78
41.	Diagrama unifilar con falla al 90% de la línea con zona 2 de protección activa	79

42.	Secuencia de eventos falla al 90% con zona 2 de protección activa.	80
43.	Diagrama MHO para los parámetros ajustados en la protección de distancia.	
	ЕТАР	81
44.	Configuración de parámetros relé de protección diferencial.	82
45.	Diagrama unifilar con falla a lo interno de la línea.	83
46.	Señales de importancia de los eventos de falla interna a la línea	84
47.	Señales de importancia de los eventos de falla interna a la línea.Zoom	85
48.	Señales de importancia de los eventos de falla externa a la línea.	86
49.	Señales de importancia de los eventos de falla externa a la línea.Zoom	87
50.	Configuración de los parámetros generales para prueba de protección de impe-	
	dancia	88
51.	Ajustes con falla al 80% de la línea	89
52.	Señales de importancia ante falla al 80% de la línea de transmisión	90
53.	Señales de importancia ante falla al 80% de la línea de transmisión. Zoom.	91
54.	Ajuste de falla al 90% de la línea.	92
55.	Señales de importancia con falla al 90% de línea de transmisión. Únicamente	
	zona 1 activa.	93
56.	Señales de importancia con falla al 90% de línea de transmisión. Únicamente	
	zona 1. Zoom. activa.	94
57.	Resumen comparativo entre software de simulación ETAP y HYPERSIM	96
58.	Secuencia de eventos obtenida desde simulaciones en ETAP ante diferentes	
	fallas.	98
59.	Secuencia de eventos obtenida desde simulaciones en HYPERSIM ante diferen-	
	tes fallas.	99
60.	Protección diferencial 7SD82	102

Índice de cuadros

1. Evaluación porcentual de las tareas a realizar durante el estudio del esqu					
	de protección para la PHLN1	9			
2.	Distancias de limpieza para el manejo de la vegetación de National Grid	17			
3.	Distancias mínimas de limpieza respecto a las líneas de transmisión de National				
	Grid	17			
4.	Requisitos mínimos de protección	25			
5.	Tabla comparativa - ETAP vs HYPERSIM	38			
6.	Descripción de las características principales de la planta hidroeléctrica Los				
	Negros 1	42			
7.	Características de la línea de transmisión	45			
8.	Características de los transformadores de medición	45			
9.	Parámetros principales para la protección diferencial	54			
10.	Reactancias en porcentaje de los generadores sincrónicos instalados en PHLN1	55			
11.	Constantes de tiempo en segundos de los generadores sincrónicos instalados				
	en PHLN1	55			
12.	Ganancias, constantes de tiempo y límites del sistema de excitación	56			
13.	Ganancias, constantes de tiempo y límites del regulador de velocidad	62			
14.	Comparación de tiempos entre softwares de simulación en secuencia de even-				
	tos ante distintas fallas en el sistema. Protección de impedancia	97			
15.	Comparación de tiempos entre softwares de simulación en secuencia de even-				
	tos ante distintas fallas en el sistema. Protección diferencial	97			
16.	Análisis económico	102			

Nomenclatura

- Hz Hertz
- I Corriente eléctrica
- s Segundos
- V Tensión eléctrica
- ANSI Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (del inglés American National Standards Institute)
- EIE Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica
- EPER-Lab Laboratorio de energía y potencia (del inglés *Electric Power Energy Research Laboratory*)
- HIL Harware in the loop
- IEEE Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (del inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- LabCES Laboratorio de Investigación en Conversión de Energía para la Sustentabilidad
- NERC North American Electric Reliability Corporation
- OPAL-RT Ordenador Paralelo, Aplicaciones Lógicas en Tiempo real
- SEN Sistema Eléctrico Nacional

RESUMEN

Con el propósito de mantener la continuidad de la trasmisión de energía eléctrica generada en la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1 (PHLN1), propiedad de la ESPH, se requiere contar con un esquema de protecciones adecuado, que proteja la línea de transmisión hacia la Subestación Miravalles. Por consiguiente, en este estudio, se revisa la configuración del esquema actual y se propone una solución que: i) cumpla con los requerimientos de la normativa vigente; y, ii) evite distintos problemas experimentados recientemente en las protecciones de línea. Para esto, es requisito fundamental que el sistema de protección propuesto cumpla con los siguientes requisitos: i) confiabilidad; ii) sensibilidad; iii) selectividad; y, iv) rapidez de operación. El presente estudio evalúa, en primer lugar, el funcionamiento de un esquema de protección diferencial de línea para la PHLN1 como protección primaria. En segundo lugar, se incluyó la implementación de una protección de impedancia de línea como protección de respaldo. El análisis de simulación se realizó por medio de dos herramientas de software: ETAP y HYPERSIM, combinando de manera novedosa la simulación en tiempo-real con la simulación fuera-de-línea. En los resultados de simulación se obtuvieron las secuencias de eventos ante diferentes fallas en la red, utilizando las dos herramientas de software. El objetivo fue realizar una comprobación cruzada entre ambas herramientas, verificando el correcto funcionamiento del esquema de protección para los parámetros ajustados, según los requerimientos establecidos. Los resultados obtenidos muestran que al combinar diferentes herramientas de simulación se comprobó el apropiado funcionamiento del esquema de protección diseñado.

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La Planta Hidroeléctrica Los Negros 1 (PHLN1), es una planta de generación perteneciente a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y que ha estado en operación comercial desde el 2006. La planta de generación está conectada mediante líneas de transmisión a la Subestación de Transmisión Miravalles (S.T. Miravalles), perteneciente al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

La línea de transmisión se encuentra protegida mediante un esquema de protección de impedancia como protección primaria. En diferentes ocasiones se han presentado fallos en las cuales se evidenció un problema en la configuración de los parámetros, debido a que las mediciones brindadas por los equipos de protección no son precisas, por lo que no se logran ubicar las fallas de manera eficaz.

Con el fin de establecer una solución a este problemas, es oportuno indagar acerca de los temas referentes a plantas de generación hidroeléctrica, líneas de transmisión, tipos de fallas, esquemas de protecciones de impedancia y diferencial de línea, estudios de protecciones en proyectos con características similares.

Las líneas de transmisión de energía eléctrica pueden ser modeladas matemáticamente de distintas maneras según la exactitud requerida para el estudio en cuestión. Para el caso de diagnóstico de fallas se requiere un modelo altamente exacto (Glover, 2010), que considere los fundamentos teóricos de las características que se deben tomar en cuenta para un modelado de líneas de transmisión de un sistema eléctrico.

Adicionalmente, se requiere describir las características fundamentales de las líneas de transmisión, por ejemplo sus propiedades físicas, eléctricas, mecánicas y económicas. Asimismo, los diferentes fenómenos eléctricos que se presentan al integrarlos a un sistema eléctrico de potencia. Con el fin de construir un modelo matemático más exacto, son evaluados diferentes modelos y algunos de los rangos aceptables para características como capacitancias e inductancias tanto en serie como en derivación para diferentes configuraciones de la red. Se comprueba que para una mejor aproximación del modelo matemático con la dinámica de la línea de transmisión, esta se debe modelar mediante un modelo de parámetros distribuidos.

Respecto a los esquemas de protección que se tienen en las subestaciones, en (Bo, He, Dong, Caunce, y Klimek, 2006) se resalta la importancia de la tecnología digital para el desarrollo de más y más funciones de protección por dispositivo. Dotando a los relés de protección para que tengan una función de accionamiento principal (como por ejemplo la función de corriente diferencial) y una o más funciones de accionamiento de respaldo (como por ejemplo la función de medición de impedancia).

Se realiza una comparación con uno de los métodos conocidos que consiste en la comparación de voltajes para la determinación de la impedancia. En la mayoría de los aspectos de importancia en la utilización de la función de impedancia, tiene mejores evaluaciones el método de la comparación del Z_{min} respecto al método de comparación de voltajes. El método de comparación de impedancia demostró un rendimiento superior y fue capaz de seleccionar la fase con falla de manera consistente y correcta en comparación con el método de comparación de voltaje cuya discriminación sufrió bajo las condiciones de fallas evolutivas. Al ser el esquema diferencial de línea uno de los métodos más precisos y efectivos para evaluar fallos en las líneas de transmisión, se ubican diferentes estudios en los cuales evalúa la importancia y adaptaciones novedosas para que este esquema sea implementado como el esquema de protección principal. Por ejemplo, en (J. Islamia, 2016), describe la importancia de la implementación del esquema de protección diferencial en líneas de transmisión y las características de los relés microprocesadores que contienen la función de corriente diferencial.

La importancia según comenta Islamia, es que la función diferencial no se ve afectada por fallas externas. El principio básico de funcionamiento se deriva de la ley de corriente de Kirchhoff, si se da una diferencia entre las corrientes vectoriales medidas que sobrepase el valor umbral establecido, se activará la función y dará una señal al actuador que se encargará de abrir las líneas hasta que la falla sea despejada.

Este artículo también presenta los diversos parámetros de manera genérica que deben ser configurados en un relé con la función de corriente diferencial, la curva característica de operación del dispositivo y los diagramas de bloques que permiten entender el funcionamiento interno del dispositivo de protección.

Adicionalmente, el artículo escrito por (Dambhare, Soman, y Chandorkar, 2009), describe una adaptación del esquema de protección de corriente diferencial para líneas de transmisión. Inicialmente explica el funcionamiento básico de la función de corriente diferencial que se utiliza convencionalmente, donde determina que el punto genérico en el plano de corriente diferencial se puede ubicar en un ángulo de 180 grados con radio de 1, asumiendo que la corriente medida a ambos lados de la línea tienen la misma magnitud y una diferencia angular de 180° teóricamente. Explica que este punto es desviado por razones tales como errores de sincronización, errores de retrasos, restricciones del modelo, errores de relación y ángulo de fase, etc.

Por otra parte, por las similitudes que tiene los esquemas de protección en los diferentes proyectos de generación de la ESPH, es oportuno indagar sobre el estudio de protecciones elaborado para la Planta Hidroeléctrica Los Negros 2 (PHLN2). Ya que es la misma empresa que se encargó de realizar el estudio de protecciones para la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1. Se observó que presenta características muy similares en el desarrollo y los cálculos incluidos en el estudio, lo que supone una manera adecuada para guiar el proyecto de reajuste de protecciones para la PHLN1.

El estudio es elaborado por parte de (STE energy, 2016), el mismo presenta la documentación de referencia con la que fundamentaron los ajustes de los parámetros, los valores de los parámetros eléctricos que permiten generar una adecuada coordinación de protecciones específica para este proyecto.

Asimismo, presenta los dispositivos de protecciones que se utilizarían y las funciones requeridas para la adecuada protección de cada uno de los elementos de la planta. Para el caso que nos interesa que son los elementos de protección de la línea de transmisión, documenta de forma analítica el procedimiento para obtener los valores de configuración adecuado para cada una de las funciones que intervienen en la protección de este elemento.

Debido a que el problema es radicado por una modificación de los parámetros eléctricos en la S.T. Miravalles, en este caso más especifico, un reacomodo en las barras de la subes-

tación, es relevante ubicar estudios que citen reajustes de parámetros en los sistemas de protecciones debido a diferentes modificaciones. En el informe elaborado por (R. Valle, 2018), radica en el hecho de que se presentan ciertas modificaciones a los ajustes de las protecciones debido a la ampliación que se da en la PHLN2.

Inicialmente, presente el resumen ejecutivo del informe, con las características eléctricas actuales de la planta. Cita puntualmente los relés que se ajustan para que se adapten a las nuevas condiciones y permitan un correcto funcionamiento del sistema de protección.

Uno de los relés que debe ser ajustado es la protección ALSTOM P443 que es la protección de impedancia de línea, lo que resulta útil para el estudio de modificación de parámetros que se debe realizar para el relé de impedancia de línea presente en la PHLN1.

La relevancia de este informe elaborado por (R. Valle, 2018), radica en el hecho de que se presentan ciertas modificaciones a los ajustes de las protecciones debido a la ampliación que se da en la PHLN2.

1.2. Planteamiento del problema

Recientemente, se ha evidenciado en los datos de eventos de falla que se obtienen de la protección de impedancia instalada, que ante fallos en las líneas de transmisión, el esquema de protección de impedancia de línea no brinda mediciones tan exactas, por lo que no se logra ubicar la localización de la falla de manera eficaz.

Verificando los últimos trabajos realizados en la conexión entre la PHLN1 y la S.T. Miravalles, se encuentra que se han realizado cambios en la conexión de las barras de media tensión en la subestación de Miravalles. Lo cual genera un cambio en las impedancias del sistema, y provoca que los ajustes definidos para los dispositivos de protección de línea deban cambiarse para que se ajusten a la nueva configuración presente en el sistema eléctrico.

Por otra parte, es importante destacar, que mediante el documento llamado "REQUISI-TOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS GENERADORAS QUE SE CONECTAN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL", elaborado en el 2015, se indica que para las plantas de generación incorporadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que produzcan entre 5 y 20 MW, y que su línea de transmisión sea mayor a los 10 km, se debe establecer el esquema de protección diferencial de línea como el esquema de protección principal, y el esquema de protección de impedancia se debe establecer como la protección de respaldo.

Por lo anterior, se plantea el cuestionamiento de cuáles son los ajustes de parámetros y equipos necesarios por implementar para que la PHLN1 cuente con el esquema de protección de línea adecuado según los requerimientos establecidos por el SEN.

1.3. Justificación

La importancia del presente proyecto recae en la necesidad de mantener la continuidad en la trasmisión de la energía eléctrica generada en la central hidroeléctrica Los Negros 1 a través de las líneas de transmisión que la conectan con la subestación Miravalles. Con el propósito de generar la continuidad del sistema, se precisa contar con un eficiente esquema de protección, y en el caso específico de este estudio, se revisa la configuración del esquema propuesto para las protecciones de línea. Para esto, es trascendental que las protecciones cumplan con los siguientes aspectos (Anderson y cols., s.f.):

- Confiabilidad Probabilidad de que el sistema funcione correctamente cuando sea requerido.
- **Sensibilidad** Habilidad del sistema para identificar condiciones anormales que exceden los valores de umbral preestablecidos.
- **Selectividad** Configuración para la cual el dispositivo de protección más cercano a la falla se activa para eliminar un componente con falla.
- **Velocidad de operación** Capacidad de la protección para despejar la falla en el menor tiempo posible con el fin de evitar daños por la permanencia excesiva de una falla en la zona de protección.

Las protecciones instaladas en un sistema eléctrico de potencia buscan inicialmente mantener el adecuado funcionamiento de los elementos protegidos, como resultado de un buen funcionamiento de los dispositivos de protección y sumado a una buena coordinación entre dispositivos, se hace posible la continuidad del servicio y se logra despejar las fallas que eventualmente podrían dañar a los elementos del sistema eléctrico de potencia (Anderson y cols., s.f.). Adicionalmente, los elementos de protección pueden brindar seguridad a las personas ante situaciones de peligro y protege a los sistemas eléctricos de potencia contra la inestabilidad (Brand y Mesmaeker, 1995).

Una vez que se han determinado los parámetros eléctricos que modelan un sistema en específico, se realizan estudios analíticos para definir los ajustes de los elementos de protección que se adapten a dicho sistema eléctrico (Nasser, 2008). Si por algún motivo se da un cambio en la configuración del sistema eléctrico en importancia, como por ejemplo la unión de barras en alguna de las subestaciones o una ampliación en la subestación (Valle, 2018), un incremento en la capacidad de generación de la central hidroeléctrica o una modificación en las características de las líneas de transmisión se vuelve necesario realizar un reajuste en los parámetros establecidos en los dispositivos de protección para que estos actúen según las condiciones actuales de la red.

Mediante la implementación de software de simulación de sistemas eléctricos de potencia, se facilita el análisis tanto de la dinámica del sistema en estudio como también la definición de los parámetros que se adecuen al funcionamiento requerido de las protecciones (Ibarra, Rosales, Ponce, Molina, y Ayyanar, 2017). Adicionalmente, se facilitan cálculos de valores de corrientes de cortocircuito y flujos de potencia que son necesarios para la correcta selección de dispositivos de protección y permite realizar de manera sencilla futuros cambios al esquema eléctrico y de protección. Aprovechando que la ESPH cuenta con la licencia de ETAP, se hará uso de esta herramienta en la versión ETAP 19.0.1 para simulación de estudios de protección.

Adicionalmente, y con el fin de evaluar y registrar el desempeño de los diferentes parámetros y esquemas de protección propuestos, se implementaran en un sistema de simulación en tiempo real, específicamente con el software de simulación de HYPERSIM, que brinda la posibilidad de tener una gran cantidad de variables eléctricas interactuando y permite realizar cálculos de una manera más rápida y que asemeja de una forma más precisas en comparación con sistemas de simulación fuera de línea, la dinámica de los sistemas de potencia (Ibarra y cols., 2017), (Sancho Chaves y Morales Jiménez, 2002).

Con el fin de apegarse al reglamento recientemente impuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, y que rige el tema de protecciones para las diversas plantas de generación, se realizará el estudio de protecciones para que un esquema de corriente diferencial sea situado como la función de protección principal de la línea de transmisión, y eventualmente, dejar como protección de respaldo a la función de impedancia que es la función que actúa como protección principal actualmente.

Al finalizar el proyecto, se busca que la ESPH tenga el estudio de protecciones con el reajuste de los parámetros para la función de protección de impedancia, que permita despejar de manera eficiente los fallos localizados en la línea de transmisión. Adicionalmente, cuente con los datos necesarios para considerar la posibilidad de invertir en el esquema de protección de corriente diferencial.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Proponer un esquema de protecciones para la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1 y su línea de transmisión, considerando los requisitos de la normativa nacional, de manera que actúe adecuadamente despejando las fallas que afecten a la línea de transmisión.

1.4.2. Objetivos específicos

- 1. Estudiar las características eléctricas de la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1 y los requisitos para la conexión de la planta al Sistema Eléctrico Nacional.
- 2. Analizar el esquema actual de protecciones de línea y una posible propuesta de reajuste del esquema de protección por impedancia.
- 3. Realizar el estudio de coordinación de protecciones y evaluación del esquema de protección diferencial como protección primaria para la línea de transmisión.
- 4. Realizar el estudio económico para la formulación y ejecución del proyecto, considerando los requerimientos solicitados por la ESPH para la adquisición de equipos.
- 5. Simular en ETAP y en OPAL-RT los esquemas de protecciones diseñados con todas las variables definidas.
- 6. Ensayar diferentes tipos de fallas eléctricas en los modelos simulados que permita la comprobación del adecuado funcionamiento del sistema de protecciones.
- 7. Actualizar los planos de las protecciones de la línea de transmisión según el diseño propuesto en el estudio.

1.5. Alcances del proyecto

Este trabajo tiene como enfoque proponer un reajuste de los parámetros del esquema de protección actual para la línea de transmisión de energía eléctrica que conecta la Central Hidroeléctrica Los Negros 1 con la S.T. Miravalles, el cual consiste en un esquema de protección de impedancia. También, tiene la finalidad de proponer el esquema de protección diferencial de línea que se ajuste al diseño de la red y que permita cumplir con las normativas que rigen al Sistema Eléctrico Nacional en materia de protecciones actualmente, específicamente en el documento llamado «REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS GENERADORAS QUE SE CONECTAN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL».

Inicialmente, se debe realizar un estudio previo del funcionamiento y las características técnicas de las funciones de protección tanto de impedancia como la función de corriente diferencial, con el fin de que todos los cambios propuestos queden fundamentados mediante fichas técnicas, bases teóricas y modelos analíticos ampliamente comprobados. Posteriormente se debe realizar un estudio de las condiciones anteriores y actuales del sistema de protección de línea y la configuración del sistema eléctrico conectado, con el fin de identificar los cambios que se han realizado recientemente y que han alterado la funcionalidad del esquema de protección de impedancia instalado.

Mediante los datos de la planta hidroeléctrica que deben ser suministrados por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, se va a modelar el sistema de transmisión en cuestión en los software de simulación eléctricos de HYPERSIM y ETAP.

Según los datos obtenidos y el análisis matemático que se realice, se procede a dar una propuesta del reajuste de los parámetros que se debe realizar para mejorar la precisión en los despejes de fallas en las líneas de transmisión.

Finalmente, según los datos eléctricos suministrados, se realiza el análisis matemático y la simulación del modelo que permita brindar una propuesta de los dispositivos sugeridos para la implementación del esquema de protección de corriente diferencial de línea y los valores de los parámetros que se adecuen a las condiciones actuales de la red.

1.6. Metodología

A continuación, se define de forma puntual la metodología que se adoptó en el desarrollo del proyecto:

- 1. Investigación
 - a) Antecedentes: Se realiza una búsqueda exhaustiva de diferentes artículos y proyectos en los que ya se han realizado estudios sobre temas relacionados al proyecto en cuestión, estudios por ejemplo de modelados de líneas de transmisión, generalidades de protecciones para líneas de transmisión de energía eléctrica, ajustes de protección de impedancia, ajustes de protección de corriente diferencial y estudios de protecciones a diferentes plantas de generación hidroeléctricas.
 - b) Recopilación de información teórica: De manera más detallada se investiga sobre conceptos específicos y la teoría existente del funcionamiento y la puesta en marcha de los esquemas de protección en líneas de transmisión. Se indaga a cerca de los detalles matemáticos y físicos a tomar en cuenta para el mejoramiento de las protecciones actuales y el planteamiento del nuevo esquema de protección sugerido.
- 2. Recopilación de planos y datos eléctricos
 - *a*) Se procede a recopilar toda la información y planos necesarios para realizar un estudio detallado de las condiciones actuales y anteriores de las protecciones de la red.
- 3. Diseño del esquema de protección sugerido
 - a) Elaboración de un diseño analítico que respalde los parámetros establecidos tanto para el reajuste de la protección de impedancia como también para la propuesta de la protección de corriente diferencial, por medio de las fórmulas fundamentadas teóricamente.
- 4. Búsqueda de equipos de protección en el mercado eléctrico
 - *a*) Búsqueda de equipos que se ajusten a las condiciones de la red y los parámetros propuestos en la etapa de diseño.
- 5. Simulación del sistema
 - *a*) Una vez conocidos los diversos equipos que se adaptan a los parámetros eléctricos del sistema y que contengan las funciones deseadas, y adicionalmente ya conocidos los parámetros eléctricos de la red, se procede a simular en el software de HYPERSIM y ETAP, para validar la propuesta realizada sobre la coordinación de protecciones.
- 6. Conclusiones y recomendaciones

- *a*) Elaboración de conclusiones y recomendaciones basándose en los esquemas de protección propuestos.
- 7. Entrega final del proyecto
 - *a*) Se realiza la entrega final del proyecto, donde se adjuntan las características técnicas y prácticas de la propuesta final elaborada, la simulación en HYPERSIM y ETAP, y las cotizaciones de los dispositivos de protección sugeridos.

Como se observó en la sección 1.6, el proyecto para formular el estudio de protecciones en la línea de transmisión entre la planta hidroeléctrica Los Negros 1 y la S.T. Miravalles, se divide en 8 etapas, con el fin de obtener un método de evaluación para el progreso del estudio, se asigna un porcentaje a cada unas de las tareas a realizar según el peso de cada una de ellas representa para el proyecto. Esta evaluación porcentual se puede observar en la tabla 1.

Cuadro 1: Evaluación porcentual de las tareas a realizar durante el estudio del esquema de protección para la PHLN1

Tarea	Porcentaje de evaluación
Investigación: antecedentes, fundamentos teóricos y técnicos que sustenten el estudio, caracterización de esquemas y equipos de protección.	10%
Diseño de los esquemas de protección de impedancia y diferencial de la linea de transmisión. Simulación y verificación del desempeño de los sistemas en ETAP y OPAL-RT.	50%
Elaboración de la memoria de cálculos, desarrollo de documentación sobre estudios económicos para la implementación de los esquemas de protección.	40%

1.7. Cronograma

El siguiente es un cronograma de cómo se realiza la investigación y la implementación de los objetivos trazados:



Figura 1: Cronograma de actividades para llevar a cabo la investigación

2. Marco teórico

En este capítulo se presenta una recopilación de las principales consideraciones teóricas para el desarrollo del proyecto, con el fin de establecer una base teórica sólida para sustentar el análisis que se lleva a cabo.

2.1. Generación de energía eléctrica

La electricidad desempeña un rol fundamental en el mundo actual, cada una de las cosas que se pueden pensar como parte de la época moderna desde luminarias, pasando por dispositivos electrónicos, electrodomésticos, motores, maquinaria, industrias, dependen completamente de la existencia de este servicio (Breeze, 2006). «La electricidad se ha convertido en el estándar de la actual economía energética» (Hayes, 2005).

Aunque no es precisamente un recurso que se puede obtener excavando el suelo o bombeando desde un pozo como algunos combustibles fósiles, puede ser obtenida por medio de la conversión de diversos tipos de energías en plantas generadoras, por ejemplo, en: **a**) plantas térmicas a base de carbón, **b**) plantas nucleares, **c**) plantas hidroeléctricas, **d**) plantas a base de gas natural (Tagare, 2011).

Según la (IEA Renewable information, 2018), la generación mundial de electricidad por tipo de fuente se ha distribuido entre 1990 y el 2017 de la forma que se presenta en la figura 2.



Figura 2: Distribución de generación de energía eléctrica por tipo de fuente para el consumo mundial de 1990-2017. Obtenido de IEA Renewable information.

Conociendo esta información y con el fin de saber cómo se satisface la necesidad de abastecimiento de energía a los consumidores, es preciso indagar a cerca de las características de una planta tradicional de generación de energía eléctrica y su distribución hasta el cliente final.

Los siguientes componentes son algunos de los principales en las plantas de generación: **a**) fuente de energía para mover las turbinas, **b**) turbinas, **c**) generadores trifásicos, **d**) sala de control, **e**) sistema de protecciones, **f**) baterías CC, **g**) inversores, **h**) transformadores, **i**) subestación del generador y **j**) líneas de transmisión (Mazzoni, 2019) (Blume, 2016).

En su gran mayoría, las distintas fuentes de generación presentadas en la figura 2, son utilizadas para un proceso común, que es producir la rotación de turbinas, mismas que se encuentran unidas mecánicamente a través de un eje al rotor.

El proceso de generación comienza en el rotor, que es un componente de la unidad generadora y posee un devanado de cobre, al cual se le inyecta una corriente denominada corriente de campo que crea un flujo magnético y debido al giro se produce un campo magnético giratorio. Dado a que el rotor está sujeto a campos magnéticos variables, se construye con láminas delgadas para reducir las pérdidas por corrientes parásitas (S, Chapman, 2012).

Este campo magnético giratorio induce voltajes trifásicos a los devanados del estator. Si hay cargas conectadas a las terminales del generador se producirá una corriente en el estator.

Una vez que la tensión se ha generado, se pasa a través de transformadores elevadores para incrementar su magnitud y a la vez disminuir los niveles de corriente, con el objetivo de reducir el grosor de los conductores y los niveles de temperatura, aumentar la estabilidad del sistema para sobreponerse a las caídas de tensión provocadas por las largas distancias que recorre la potencia en la etapa de transmisión.

Seguidamente pasará por transformadores reductores en subestaciones que modificarán la tensión a un rango menor para iniciar la etapa de distribución de potencia en media tensión.

Por último, se tendrán transformadores que reducen la media tensión a baja tensión, para entregar la energía de forma que pueda ser utilizada por los consumidores de forma segura. Un diagrama que resume esta información se puede observar en la figura 3.



Figura 3: Imagen ilustrativa de un sistema eléctrico de potencia. Tomada de Google images.

En la etapa de generación es importante saber que la calidad está relacionada con el mantenimiento de la frecuencia y el voltaje dentro de tolerancias de valores declarados. Por ejemplo, una disminución en la frecuencia provocará una extracción de la energía del sistema, en tanto que un aumento en la frecuencia funcionará en sentido contrario. La frecuencia se controla regulando el movimiento de la turbina o el primotor. La tensión eléctrica se mantiene por medio del control de excitación (Tagare, 2011).

Las plantas de generación de energía eléctrica basan su producción en una base de tiempo real, debido a que los grandes sistemas eléctricos de potencia no almacenan energía, se produce en función de la carga que está siendo demandada en cada momento en específico, también, basándose en los perfiles de demanda diaria preestablecidos por los diferentes centros de control regionales (Blume, 2016). Por lo tanto, algunos de los desafíos que se tienen a mediano y largo plazo, es mejorar los sistemas de almacenamiento de energía.

2.1.1. Plantas hidroeléctricas

Como se observa en la figura 2, el recurso hídrico es una de las fuentes más importantes para la producción de energía eléctrica, con aproximadamente 4.2 millones de GWh generados para el año de 2017 a nivel mundial. Si se analiza de manera más específica la generación de energía eléctrica por tipo de fuente en Costa Rica para el año 2020, se pueden resaltar dos aspectos considerables: 1) el 99.79% de la energía producida en el país fue proveniente de fuentes renovables y 2) el mayor porcentaje de producción de energía eléctrica es proveniente de fuentes hídricas con un 71.91%. Estos aspectos son notorios en la figura 4.



Figura 4: Distribución de generación de energía eléctrica por tipo de fuente para el consumo en Costa Rica para el año 2020. Obtenido del Centro Nacional de Control de Energía.

En general, este comportamiento en el país se debe a dos factores importantes, **1**) la gran cantidad de recurso hídrico disponible a lo largo de todo el país por temporadas lluviosas muy prolongadas y **2**) el costo por funcionamiento de centrales hidroeléctricas es mucho menor en comparación por ejemplo con centrales térmicas, debido a que se ahorra el precio del combustible, a pesar de que el costo de instalación sea ligeramente menor para una central térmica (C, Matix, 1986).

Otro de los aspectos importantes para que el modo principal de generación sea la producción hidroeléctrica se debe a la eficiencia en esta forma de generación asciende hasta el 90%, a diferencia de otras formas de generación, por ejemplo, algunas plantas térmicas de carbón no superan el 34% de eficiencia (Khatib, 2012).

Una unidad de generación hidráulica puede arrancar muy rápido, en cuestión de pocos minutos (tiempo menor a 10 minutos) podría estar generando a la potencia deseada, por lo general se necesita poca o nula potencia de arranque. Adicionalmente, cuentan una vida útil relativamente larga, en algunos casos rondan los 50 años (Blume, 2016).

2.2. Líneas de transmisión

La energía eléctrica es transportada desde las plantas de generación hasta los consumidores a través de líneas aéreas y cables, por lo general estas líneas se extienden por largos trayectos y con el fin de obtener los parámetros adecuados para cada sistema en particular, se deben considerar sus características físicas y eléctricas, así como también la configuración de las líneas dispuesta para el transporte de energía (Kundur, 1994).

Mediante el análisis de estos parámetros es posible modelar y describir el desempeño que presentan las líneas de transmisión, permitiendo examinar las capacidades máximas de transferencia de energía (Kundur, 1994). Se pueden practicar estudios de flujos de potencia y estudios de cortocircuito, mismos que son fundamentales en la determinación de los esquemas de protección para líneas de transmisión.

2.2.1. Características físicas de conductores eléctricos en líneas de transmisión

Algunos elementos involucrados en la transmisión mediante líneas aéreas son: conductores, aisladores, estructuras de soporte y blindajes para conductores.

Conductores

El aluminio ha reemplazado al cobre y es actualmente el material más utilizado para las líneas de transmisión aérea, esto se debe a tres razones: 1) el aluminio tiene un menor costo y peso, 2) este material es menos costoso en comparación con el cobre y 3) existe abundancia de este elemento en regiones donde el cobre es limitado. Una característica del aluminio es que se necesita una sección de área transversal mayor para que tenga las mismas pérdidas del cobre (Glover, 2010).

«Para un conductor de un mayor diámetro se tienen líneas de flujo eléctrico más separadas, lo que se traduce en un menor gradiente de voltaje en la superficie del conductor y por lo tanto una menor tendencia a ionizar el aire que rodea el conductor. La ionización produce un efecto indeseable llamado efecto corona» (Stevenson, 1996).

Algunos de los símbolos con los que se identifican los tipos de conductores de aluminio son (Glover, 2010) (Stevenson, 1996):

- AAC todos los conductores de aluminio
- AAAC todos los conductores de aleación de aluminio
- ACSR conductores de aluminio con alma de acero
- ACAR conductores de aluminio con alma de aleación
- ACSS conductores de aluminio con soporte de acero
- ACFR conductores de aluminio reforzados con carbono

Las líneas de transmisión están construidas por capas alternadas de hilos conductores que se trenzan en direcciones opuestas, esto evita que se desenrolle. El número de hilos conductores dependerá del número de capas y del diámetro de cada uno de estos hilos. Los cables trenzados por lo general vienen construidos por medio de 7, 19, 37, 61 o 91 hilos y cuando se tienen conductores con almas de acero u otro material, la cantidad de hilos tiende a especificarse como 24 Al/ 7 St, lo que significa que para ese ejemplo se tienen 24 hilos de aluminio y 7 hilos de acero (Stevenson, 1996).

Para cada uno de los tipos de conductores mencionados existen tablas de características según el fabricante, en donde se especifican según el diámetro de este, propiedades como número de hilos de cada material utilizado, resistencia por unidad de longitud para una temperatura específica, inductancia y capacitancia por unidad de longitud a una separación específica de otros conductores. Una tabla a modo de ejemplo de las características de un conductor de aluminio con reforzamiento de acero según Aluminum Company of America, puede observarse en la sección de anexos de este estudio.

Aisladores

Para líneas de transmisión en general se utilizan aisladores de tipo suspensión, que son una cadena de discos de materiales como porcelana, vidrio templado o polímero. Los discos estándar tienen dimensiones de 10 pulgadas de diámetro aproximadamente y de 6 pulgadas de separación entre centros de discos adyacentes.

Estructuras de soporte

Por lo general este es uno de los componentes más visibles por sus dimensiones y formas con las que se diseñan las torres o postes para dar soporte a las líneas de transmisión, los mismos pueden alcanzar alturas de entre 18 y 43 m. Estas estructuras pueden ser construidas de metal o madera y serán diseñadas según la cantidad de circuitos y líneas por fase que tengan que soportar. Algunas estructuras comunes según el nivel de tensión de cada circuito son mostradas en la figura 5.

Debido a que las líneas de transmisión recorren largos trayectos y no siempre es posible que sea por propiedades públicas, se vuelve necesario negociar un «derecho de vía» o «servidumbre», con dueños de las propiedades por donde van a atravesar las líneas de transmisión. Estas servidumbres deben contar con ciertas dimensiones para brindar seguridad ante eventuales peligros eléctricos y físicos que se puedan presentar, y la magnitud de estas dimensiones se establece según la normativa de cada región basándose principalmente en el nivel de tensión de la línea. Internacionalmente se manejan diversos parámetros para establecer la distancia que se debe respetar, por ejemplo, National Grid, establece los parámetros mostrados en la tabla 1 para la distancia mínima de vegetación en las cercanías de una torre según el nivel de tensión, y la tabla 2 muestra el radio mínimo de distancia respecto a la línea de transmisión que se debe respetar según los niveles de tensión.



Figura 5: Imagen ilustrativa de estructuras de soporte usadas en líneas de transmisión. Tomado de Google imágenes.

Cuadro 2: Distancias de limpieza para el manejo de la vegetación de National Grid

Distancia de limpieza para el manejo de la vegetación					
Tensión (kV)	Vertical (m)	Horizontal (m)			
23 a 46	3.6	3.6-11.6			
69	4.3	4.3-12.8			
115	5.5	5.5-15.3			
230	6.7	6.7-15.3			
345	7.9	7.9-15.3			

Cuadro 3: Distancias mínimas de limpieza respecto a las líneas de transmisión de National Grid

Distancia mínimas de limpieza respecto a las líneas de transmisión				
Tensión (kV)	Radio de limpieza (m)			
12 a 46	0.3			
60	0.6			
115	1.2			
230	1.8			
345	3			

2.2.2. Parámetros eléctricos en líneas de transmisión

Generalmente, los estudios de parámetros de líneas de transmisión inician considerando la operación balanceada en estado estable, y analizando los elementos de transmisión involucrados como su equivalente monofásico (Kundur, 1994).

Las líneas de transmisión pueden ser descritas mediante cuatro parámetros eléctricos básicos: **a**) resistencia en serie, **b**) inductancia en serie, **c**) capacitancia en derivación y **d**) conductancia en derivación. Algunas de las propiedades de los sistemas eléctricos es que generan campos eléctricos y magnéticos (Glover, 2010) (Stevenson, 1996).

Resistencia en serie

La resistencia en los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de la pérdida de potencia en ellas. Si se tiene una distribución de corriente uniforme a través del conductor el valor de la resistencia efectiva será igual al valor de la resistencia en corriente continua (c.c.), la resistencia en c.d. de conductores trenzados es mayor debido a que la construcción se hace mediante el arrollamiento de los hilos de forma espiral, por lo que se aumenta su longitud. El valor de resistencia en c.c. es obtenido mediante la ecuación 1

$$R_o = \frac{\rho l}{A} \qquad [\Omega] \tag{1}$$

En donde: ρ : resistividad del conductor [Ω/m] l: longitud [m]

A: área de sección transversal $[m^2]$

«La variación de la resistencia en conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación». Otra característica de la resistencia en los conductores es que aumenta conforme se aumenta la frecuencia en corriente alterna, disminuyendo la uniformidad en la distribución de corriente, este efecto es llamado efecto piel y es la causa de que se presente una mayor magnitud de resistencia efectiva en los hilos internos del conductor respecto a la resistencia que se presenta en los hilos superficiales (Stevenson, 1996).

Inductancia

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como los enlaces de flujo por ampere. Si se supone una permeabilidad constante, la corriente sinusoidal produce flujo que varían sinusoidalmente en fase con la corriente, estos enlaces de flujo se pueden expresar como se observa la ecuación 2. Para obtener un valor aproximado de inductancia se deben considerar los flujos dentro y fuera de cada conductor (Stevenson, 1996).

$$\mathbf{L} = \frac{\lambda}{\mathbf{I}} \tag{2}$$

Según la cantidad de conductores, los enlaces de flujo para un conductor en un grupo de líneas de transmisión varían según la distancia con los otros conductores y la corriente de cada uno de ellos. Suponiendo que la suma fasorial de corrientes entre los conductores es cero o aproximadamente cero, los enlaces de flujo de cada conductor se pueden modelar según la ecuación 3 (Glover, 2010).

$$\lambda_a = 2x10^{(-7)} I_a ln(\frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{D_s}) \qquad [Wb - t/m]$$
(3)

En donde:

D12: Es la distancia entre el conductor en la posición 1 y el conductor en una posición arbitraria 2 [*m*]

Ds: es el radio medio geométrico o RMG, y es la raíz enésima del producto de las distancias medidas desde cada hilo de un conductor hasta el otro hilo del mismo conductor [*m*]

El radio medio geométrico es proveído por los fabricantes de los conductores, y puede ser encontrado en distintas tablas o catálogos.

Si los espacios entre las líneas de transmisión no se mantienen constante en la mayor parte del trayecto se producen enlaces de flujos no balanceados y las inductancias entre fases dejan de ser iguales. Este balance se puede restaurar mediante la transposición de las líneas cada cierta longitud de trayecto. Por lo general, los desbalances de inductancias debido a esta condición no son considerables (Glover, 2010) (Stevenson, 1996).

Capacitancia

«La capacitancia en una línea de transmisión es resultado de una diferencia de potencial entre los conductores y originan que ellos se carguen de la misma forma que una placa de capacitor cuando hay una diferencia de potencial». El valor de esta capacitancia depende de las distancias entre los conductores, en ocasiones este efecto es pequeño y suele despreciarse para líneas menores a los 80 km. La capacitancia afecta la caída de tensión en las líneas, así como también la eficiencia, factor de potencia y la estabilidad del sistema (Stevenson, 1996).

La capacitancia entre dos conductores es dada según la ecuación 4. Para un conjunto de conductores en líneas de transmisión, suponiendo que las distancias no son iguales y se genera un desbalance entre las fases, la tensión entre una fase y el neutro, tomando en cuenta el desbalance es dada por la ecuación 5. Los desbalances de capacitancia al igual que para el caso de la inductancia se puede contrarrestar mediante la transposición de las líneas de transmisión, generalmente se realiza a una tercera parte de la longitud total de la línea (Glover, 2010).

$$C_{xy} = \frac{q}{V_{xy}} \tag{4}$$

$$C_{an} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln(\frac{\sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ac}}}{r})} \qquad [Wb - t/m]$$
(5)

En donde: **q**: es la carga por el conductor [*C*/*m*] **Dab**: es la distancia entre el conductor a y el conductor b [*m*] **r**: el radio del conductor [*m*]

Conductancia

El valor de la conductancia en general es despreciable debido a que este parámetro toma en cuenta las corrientes de fugas en los aisladores de líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables. Esta medida se toma basada en que la fuga de los aisladores llega a ser despreciable, también, porque no hay una forma adecuada de tomarla en cuenta debido a su variabilidad, y se encuentra relacionada con las condiciones atmosféricas y con propiedades conductoras de contaminaciones que se depositan con el paso del tiempo sobre los aisladores (Stevenson, 1996).

2.2.3. Modelado de líneas de transmisión

Existen al menos dos maneras de modelar analíticamente la operación de las líneas de transmisión en estado estable: **a**) por medio de parámetros concentrados o **b**) por medio de los parámetros distribuidos.

Parámetros concentrados

La primera opción representa el funcionamiento de una línea de transmisión como una red de dos puertos, donde se representan las tensiones en el lado receptor y emisor, y las corrientes en el lado receptor y emisor de energía. Adicionalmente se presentan los parámetros ABCD que representan las constantes de resistencia, inductancia, conductancia y capacitancias presentes en las líneas de transmisión.

En este caso A y D son parámetros adimensionales, el parámetro B suele darse en unidades de ohm y C tiene unidades de siemens. La relación entre la terminales receptoras y emisoras están dadas mediante las ecuaciones 6 y 7.

$$V_s = AV_R + BI_R \quad [V] \tag{6}$$

$$I_s = CV_R + DI_R \quad [A] \tag{7}$$

En donde la representación gráfica para el modelo del circuito utilizado para líneas de mediana longitud es similar al mostrado en la figura 6.

Los parámetros A, B, C y D tienen una correspondencia con las constantes del circuito, y mediante un análisis sencillo del comportamiento del circuito mostrado en la figura 6, es demostrable que los valores que corresponden a dichos parámetros son:

$$A = D = 1 + \frac{YZ}{2} \quad [pu]$$
$$B = Z \quad [\Omega]$$
$$C = Y(l + \frac{YZ}{4}) \quad [S]$$

Esta representación suele ser utilizado para líneas de corta y mediana longitud, ya que no toma en cuenta ciertos fenómenos eléctricos que pueden experimentar las líneas de transmisión y que suelen aumentar su efecto proporcionalmente con la longitud del conductor. Principalmente se debe notar, que este modelo describe los parámetros como si los efectos de la capacitancia o inductancia se encontrasen en su totalidad en un solo punto de la línea, lo cual no es correcto, debido a que las características de los conductores varían a lo largo de la línea, por esta razón se considera como una mejor aproximación el modelado mediante los parámetros distribuidos.



Figura 6: Circuito π equivalente para el modelado de líneas de transmisión de mediana longitud con parámetros concentrados. Modificada de (Glover, 2010)

Parámetros distribuidos

Para obtener una solución más exacta de la operación de una línea de transmisión en estado estable, se debe considerar el hecho de que los parámetros de la línea no están agrupados, sino distribuidos de manera uniforme a lo largo de la línea (Stevenson, 1996).

El análisis de la red mediante los parámetros de impedancia y admitancia uniformemente distribuidos toma en cuenta un elemento diferencial de longitud de línea δ x, una tensión V(x) y una corriente I(x), que representa los tensión y corriente en la posición x de la línea respecto a la terminal receptora del circuito. Esta situación se ilustra en la figura 7.



Figura 7: Circuito equivalente para el modelado de líneas de transmisión mediante parámetros distribuidos. Modificada de (Glover, 2010)

Sabiendo que se puede modelar la impedancia en serie mediante la ecuación 8 y la admitancia en derivación mediante la ecuación 9 y si se describe la solución del circuito (utilizando las ecuaciones diferenciales), se obtienen las ecuaciones de tensión y corriente para cualquier punto x en la línea, como se puede observar en las ecuaciones 10 y 11 respectivamente.

$$z = R + j w L \qquad [\Omega/m] \tag{8}$$

$$y = G + j w C \qquad [S/m] \tag{9}$$

$$V(x) = \cosh(\gamma x) V_R + Z_C \sinh(\gamma x) I_R \qquad [V]$$
⁽¹⁰⁾

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma x) V_R + \cosh(\gamma x) I_R \qquad [A]$$
(11)

En donde: γ : es llamada la constante de propagación y es el equivalente de \sqrt{zy} [m^{-1}] Z_C : es llamada la impedancia característica y es el equivalente de $\sqrt{(z/y)}$ [Ω]

Energía máxima transportable de una línea de transmisión

La normativa técnica establecida para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional, en su artículo 61 menciona que, «la energía máxima transportable semestralmente de una línea de transmisión corresponde al 85% de su capacidad térmica nominal, por el total de horas del semestre, y está definido por»: (AR-NT-POASEN,2016).

$$EMAXTR = 0.85 * CTNL * HS \qquad [MVA - Horas] \tag{12}$$

En donde:

CTNL : Capacidad térmica nominal de la línea de transmisión en MVA.

HS: Número de horas del semestre según corresponda.

«Para efectos de este cálculo, se tomará como capacidad térmica nominal, la potencia máxima que produzca una dilatación tal que no se supere los claros mínimos permitidos para la línea de transmisión» (AR-NT-POASEN,2016).

Adicionalmente, se debe tomar en cuenta el factor de carga de una línea de transmisión, establecido por (AR-NT-POASEN,2016), como: «indicador refleja la utilización de una línea de transmisión en relación con su capacidad máxima de transporte de energía y se define por»:

$$FCL = \frac{ESGE}{EMAXTR}$$

En donde:

ESGE: Energía semestral transportada por la línea de transmisión. **EMAXTR**: Energía semestral máxima transportable.

2.3. Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica

Se define el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) como «el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora» (AR-NT-POASEN,2016)

En la normativa de «Planeación, Operación y Acceso, al SEN», publicada en la Gaceta Nº 37 del 23 de febrero de 2016, se establecen las condiciones técnicas generales mediante las cuales se desarrollará y operará el SEN, así como también las condiciones comerciales, técnicas y contractuales bajo las cuales se le brindará acceso a los interesados en interconectarse al SEN en actividades de generación, transmisión y distribución. Con el fin de satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico (AR-NT-POASEN,2016).

Para ello, la normativa establece diferentes lineamientos en aspectos como:

- 1. Satisfacción de la demanda de energía
- 2. Acceso
- 3. Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervision y Control).
- 4. Topología.
- 5. Desempeño de la red de transmisión nacional.

2.3.1. Requisitos para la conexión de las plantas de generación al SEN

Con el fin de maximizar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, la configuración topológica debe ser desarrollada de manera integral, ordenada y acorde con el propio crecimiento y aumento de la demanda de energía y potencia, también se debe desarrollar de acuerdo a los requisitos tecnológicos de los usuarios y en armonía con el medio ambiente, para ello la normativa establece ciertos requisitos técnicos para la conexión de subestaciones y generadores al SEN (AR-NT-POASEN,2016).

Requisitos mínimos de protecciones eléctricas de plantas generadoras que se conectan al Sistema Eléctrico Nacional

En cuanto a los generadores la normativa establece diferentes aspectos, por ejemplo: «toda conexión entre un Generador y el SEN debe ser a través de interruptores de potencia capaces de interrumpir la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión», adicionalmente las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema establezcan, para reducir al mínimo el impacto en el SEN por fallos en el circuitos propiedad de los generadores.

Respecto a este tema, el Operador del Sistema deberá brindar al generador los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del generador conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del generador, se deben brindar los datos desde el inicio de la falla hasta que se dé la extinción del arco en el interruptor de potencia.

«A criterio del ICE y del Operador del Sistema, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores locales o remotos, que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable después de detectada la condición de falla de interruptor» (AR-NT-POASEN,2016). Los sistemas de protección deben contar con equipos de respaldo que garanticen la integridad de los esquemas de protección, y deben estar coordinados adecuadamente, también se debe contar con un equipo registrador de fallas para que el Operador del Sistema pueda supervisar el desempeño de los circuitos conectados del generador al SEN. Se debe proveer una infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para proveer la información de medición y registros de potencia y calidad para los efectos tarifários, esto según la normativa técnica AR-NT-SUMEL. (AR-NT-POASEN,2016).

Por otra parte, se establecen los protocolos de comunicación que deben implementarse entre el Generador y el Operador del Sistema, en los que mínimo se deben establecer uno o mas de los siguientes métodos de comunicación entre ambas partes: i) Servicio de telefonía operativa, ii) Tele protección, iii) Comunicación de emergencia o iv) Servicio de telefax.

Adicionalmente, todos los generadores mayores a 1 MW, a criterio del Operador del Sistema, debe contar con:

- 1. Control de tensión y suministro de potencia reactiva
- 2. Control de frecuencia
- 3. Estabilización de potencia
- 4. Capacidad de arranque en condiciones de colapso total del SEN
- 5. Reserva Rodante
- 6. Reserva Fría

Existen disposiciones exclusivas que rigen la filosofía de protecciones de las plantas generadoras que se conectan al SEN y que es explicada mediante el documento llamado «REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS GENERADORAS QUE SE CONECTAN AL SEN». El propósito de este documento es definir los requisitos mínimos de protecciones y sus respectivas obras de acceso al punto de conexión con el fin de garantizar la operación segura y confiable del sistema.

Algunas de las consideraciones mas relevantes a tomar en cuenta son las siguientes:

- Los esquemas de protección en los puntos de interconexión deben estar ligados a los conceptos de respaldo y selectividad
- «Todo equipo que conforme el sistema de potencia de la planta generadora debe estar protegido por lo menos por dos protecciones distintas y sus sistemas de eliminación de fallas asociados, uno con función de protección primaria y otro como protección de respaldo, independientes entre sí para evitar fallas de modo común»

- Es obligatorio que las plantas generadoras cuenten con un sistema de corriente directa operacional a base de bancos de baterías y rectificadores para alimentar los sistemas de control y protección. d) Los equipos de protección deben ser numéricos con oscilografía y registro de eventos.
- Debe existir un estudio de coordinación y ajuste de protecciones para todas las protecciones de la planta generadora y su punto de conexión.

Puntualmente, se describen los requisitos que deben cumplir las plantas generadoras con rango de generación entre 5 MW y hasta 20 MW, que es el caso de la PHLN1.Esta información obtenida desde AR-NT-POASEN,2016), son resumidos en la tabla 4

	Elemento de Conexión			Protección de Unidad			
Longitud de línea de interconexión	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	Protección contra condiciones anormales de operación	Protección contra estado de falla	Protección de respaldo	
				- Secuencia			
Mayor a 10 km			negativa				
	-Sobre y bajo voltaje			- Potencia inversa	- Protección	- Protección independiente	
	Diferencial de	Impedancia	- Subexcitación	independiente	contra		
	Mayor a 10 km - Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la	- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la	línea	comunicadas	- Sobre flujo	contra fallas internas (cortocircuitos)	cortocircuitos - Relé de falla
	unidad)			- Sobre voltaje		de interruptor	
				- Sobre y baja			
				frecuencia (si no lo			
				de conexión)			
	Longitud de línea de interconexión Mayor a 10 km	Longitud de línea de interconexiónEle Protección contra condiciones anormales de operaciónMayor a 10 km-Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)	Longitud de línea de interconexiónElemento de Conex Protección contra contra estado anormales de operaciónProtección contra estado de fallaMayor a 10 km- Sobre y bajo voltajeDiferencial de líneaMayor a 10 km- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)Diferencial de línea	Elemento de ConexiónLongitud de línea de interconexiónProtección contra 	Longitud de línea de interconexiónElemento de ConexiónProte respaldoIónea de interconexiónProtección contra condiciones anormales de operaciónProtección de respaldoProtección de condiciones anormales de operaciónMayor a 10 km- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)Diferencial de líneaImpedancia comunicadas- Subexcitación - SubexcitaciónMayor a 10 km- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)Diferencial de líneaImpedancia comunicadas- Subexcitación - Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene el elemento de conexión)	Longitud de línea de interconexiónElemento de ConexiónProtección de UnidadIongitud de línea de interconexiónProtección contra condiciones anormales de operaciónProtección de respaldoProtección contra condiciones anormales de operaciónProtección contra contra estado de fallaMayor a 10 km- Sobre y bajo voltajeDiferencial de líneaImpedancia comunicadas- Potencia inversa - Subexcitación- Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)Mayor a 10 km- Sobre y baja frecuencia (si no lo tiene la unidad)Diferencial de líneaImpedancia comunicadas- Potencia inversa - Subexcitación- Protección independiente contra fallas internas (cortocircuitos)	

Cuadro 4: Requisitos para plantas generadoras mayores a 5 MW y hasta 20 MW.

2.4. Sistemas de protección

La operación de un Sistema Eléctrico de Potencia en condiciones normales significa que el sistema cumple con los requisitos necesarios para suplir la demanda de consumo de acuerdo con un esquema de calidad previamente definido. Sin embargo, también se pueden dar condiciones anormales de operación, consecuencia de fallas en el equipo, presencia de fenómenos atmosféricos o errores cometidos por los operadores del sistema.

Eliminar la posibilidad de fallas en un Sistema Eléctrico de Potencia es prácticamente imposible, sin embargo, es factible implementar un Sistema de Protección, el cual cuente con características de diseño que permitan aminorar los efectos de las fallas sobre el equipo protegido y la calidad del servicio suministrado (Figueroa, s.f.).

2.4.1. Características de las protecciones

Las protecciones eléctricas son dispositivos que tienen como función detectar condiciones anormales de operación en el sistema eléctrico de potencia y actuar de forma automática
con el fin de restablecer las condiciones normales de operación del sistema y así mantener la continuidad del servicio. Las protecciones eléctricas pueden, por ejemplo, desenergizar rápidamente un equipo con tal de protegerlo o aislar un sector defectuoso del sistema de potencia para evitar perturbaciones en todo el sistema y así evitar daños mayores o paralizaciones indeseadas. Según (Figueroa, s.f.), las características principales de un sistema de protecciones eléctricas diseñado idealmente son las siguientes:

- Confiabilidad: Se garantiza la operación de las protecciones cada vez que se produzca una falla. Deben estar siempre disponibles para operar correctamente, por lo que se deben utilizar componentes de buena calidad y el sistema de protección debe someterse periódicamente a mantenimiento.
- Selectividad: La ubicación de la falla es discriminada con tal de aislar únicamente el sector defectuoso, manteniendo la continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.
- **Rapidez:** Las protecciones operan en el menor tiempo posible de forma que la duración de la falla sea mínima y así reducir al máximo las perturbaciones en el sistema y el daño en los equipos.
- **Exactitud:** Las protecciones operan con la mínima desviación posible respecto al esquema de referencia, usualmente entre 5 y 10 %.
- **Sensibilidad:** Capacidad del sistema de protecciones de detectar fallas de mínimo nivel (valores pequeños de desviación respecto a las magnitudes de referencia) que ocurran dentro de la zona de operación.
- Zonas de operación: Las protecciones eléctricas abarcan distintas zonas de operación del sistema según sea el tipo, es necesario que en sistema eléctrico de potencia no tenga ningún sector desprotegido.
- Protección de respaldo: : Las protecciones eléctricas también están sujetas a fallas (de operación o de seguridad), por lo que se incluyen protecciones de respaldo para tomar su lugar en caso de ser necesario.



Figura 8: Diagrama unilineal de un sistema indicando sus zonas de protección, tomado de (Figueroa, s.f.)

2.4.2. Tipos de fallas

Las fallas en un sistema eléctrico de potencia se pueden dar por diferentes causas y su ubicación es completamente aleatoria, se pueden dividir en dos grandes categorías: fallas activas y fallas pasivas (Rojas Sibaja, 2019).

2.4.3. Fallas activas

Se dan por el flujo de corriente fase-fase o fase-tierra, provocando un corto circuito. Las fallas activas a su vez se dividen en:

- Fallas sólidas: producto de fallas en el aislamiento, consecuencia por ejemplo de la ionización del aire después de una descarga atmosférica.
- Fallas incipientes: son las fallas pequeñas que se pueden convertir en problemas realmente graves para el sistema.

2.4.4. Fallas pasivas

Son condiciones que producen un estrés al sistema más allá de sus capacidades, por lo que la posibilidad de una falla es inminente. A continuación, se presentan algunos ejemplos:

- Sobretensión: estresa el aislamiento de los conductores más allá de sus límites físicos.
- Baja frecuencia: provoca un comportamiento indeseado de los generadores.
- Oscilación de potencia: pérdida de sincronismo en los generadores.

2.4.5. Transformadores de medida

La conexión adecuada de transformadores de medida en un sistema de protecciones es un método para determinar la ocurrencia de anormalidades en la operación del sistema. Dicha conexión permite obtener corrientes y tensiones de secuencia cero en sistemas aterrizados cuando se producen fallas con retorno por tierra.

Dichas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan únicamente en el sentido del flujo de potencia que tiene la falla. Cuando dichos relés únicamente se alimentan con corriente de secuencia cero se denominan "protecciones de sobrecorriente residual" (Figueroa, s.f.).

2.4.6. Protección de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión componen un elemento clave en un sistema eléctrico de potencia, por lo que es estrictamente necesario implementar protecciones. Las fallas más comunes en líneas de alta tensión son producto de los efectos indirectos de algunos fenómenos atmosféricos, por lo que es de vital importancia tomar en cuenta este tipo específico de fallas para el desarrollo de este proyecto.

Por este motivo, se tomarán en cuenta dos esquemas de protección diferentes: esquema de protección de impedancia y esquema de protección diferencial. Dichos esquemas de protección se explicarán en la siguiente sección.

2.5. Esquema de protección de impedancia

Una de las formas más comunes para detectar una operación anormal en un sistema eléctrico de potencia es medir su impedancia en un punto dado. A las protecciones eléctricas que operan bajo este principio usualmente se les denomina "Protecciones de distancia" puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud. Además, dichas protecciones se implementan mayoritariamente en la protección de líneas de transmisión (Figueroa, s.f.).

2.5.1. Principio de operación

El principio de operación se basa en la medición de tensión y corriente, tanto de magnitud como de fase, con el fin de obtener una impedancia de falla. Como se mencionó anteriormente, la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, por lo que el relé ubica fácilmente la distancia a la que ocurre una falla. Una vez que se conoce dicha impedancia, el dispositivo de protección grafica el fasor y lo compara con los umbrales previamente definidos para concretar si se trata de una operación normal o anormal. En la figura 9 se observa el diagrama de impedancias del dispositivo (Rojas Sibaja, 2019).



Figura 9: Diagrama de impedancias de la protección de impedancia, tomado de (Rojas Sibaja, 2019)

2.5.2. Características de ajustes de relé de impedancia

Cuando se utilizan relés de impedancia, estos operan cuando se verifica la relación siguiente (Figueroa, s.f.):

$$k_i I^2 - k_v V^2 > 0 \tag{13}$$

Al dividir la inecuación anterior por el negativo de la corriente al cuadrado y considerando que la impedancia es la razón entre la tensión y la corriente se obtiene lo siguiente:

$$Z^{2} = R^{2} + X^{2} < (k_{i}/k_{\nu})$$
(14)

Con k_i y k_v parámetros del diagrama R-X, visto en la figura 10, donde se aprecia que el relé de impedancia es adireccional.



Figura 10: Diagrama de impedancias de la protección de impedancia, tomado de (Figueroa, s.f.)

Este relé es el más sencillo de los relés de distancia y su forma constructiva más común emplea lo que se conoce como el principio electromagnético. Las bobinas de corriente y tensión actúan sobre circuitos magnéticos separados.

2.6. Esquema de protección diferencial

Otra de las formas más comunes para detectar una operación anormal en un sistema eléctrico de potencia es la medición y comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. La principal limitación de este esquema es la distancia entre los transformadores de corriente ya que entre mayor separación mayor "burden" que representan los conductores de interconexión (Figueroa, s.f.).

2.6.1. Principio de operación

El principio de operación de las protecciones diferenciales se basa en la primera ley de Kirchhoff la cual establece que "la suma vectorial de todas las corrientes eléctricas que llegan a un nodo debe ser igual a cero".

Aplicado a una línea de transmisión, siempre existe una capacitancia intrínseca en la línea o en los conductores, por lo que existirá una pequeña corriente residual. En caso de ocurrir una falla, el equilibrio en el nodo se ve afectado y el relé diferencial conectado a este tendrá una corriente distinta de la corriente residual mencionada anteriormente y se activará con tal de evitar daños en el equipo o servicio (Rojas Sibaja, 2019).

2.6.2. Características de ajustes de relé diferencial

La protección diferencial es sumamente selectiva, sin embargo, en la práctica se prefiere "insensibilizar" los relés para que únicamente operen cuando la corriente diferencial alcance un porcentaje de la corriente por fase específico para asegurar dicha selectividad (Figueroa, s.f.).

Uno de los relés diferenciales que fueron más utilizados es el relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción. A pesar de que hoy en día se suelen utilizar relés electrónicos la figura 11 muestra un esquema típico, el cual facilita la comprensión del funcionamiento y la característica de operación se observa en la figura 12.



Figura 11: Diagrama esquemático de un relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción, tomado de (Figueroa, s.f.)



Figura 12: Característica de operación del relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción, tomado de (Figueroa, s.f.)

La curva de operación del relé diferencial tiene la siguiente pendiente:

$$s = \frac{I_1 - I_2}{I_2}$$
(15)

El parámetro "s" se conoce como sensibilidad y el relé opera cuando el punto de trabajo se encuentre sobre esta.

2.7. Simulación de sistemas

Un sistema de simulación es una representación de la operación o características de un sistema a través del uso u operación de otro sistema (Bélanger, 2010). Desde un punto de vista matemático se obtiene una definición tradicional de la simulación y que es descrita como el cálculo del modelo matemático de un sistema para estudiar sus propiedades. Este modelo puede ser manipulado a mano, por computadora o por combinación de personas y computadoras trabajando juntas.

Los modelos matemáticos se representan como Ecuaciones Diferenciales Ordinarias (ODEs) para ser resueltos, por lo que cualquier simulador necesitará un método de integración para calcular su solución (Ibarra y cols., 2017).

Por muchos años, los análisis de alta tensión en corriente directa, análisis de transitorios y ondas electromagnéticas se realizaron por medio de simuladores físicos/analógicos y a pesar de que han cumplido con sus roles de una buena manera, su uso es inconveniente debido a la dificultad de movilidad del mismo y los altos costos de mantenimiento (Noureen, Roy, y Bayne, 2018).

La tecnología de simulación digital nace con la idea de ser utilizada entre otras disciplinas, en el diseño de sistemas eléctricos de potencia, el objetivo de simular estos sistemas radica en la optimización de parámetros de las mismas, evitar problemas de diseño, el estudio de eficiencia en el trasiego de potencia y de los equipos, análisis de perfiles de tensión, estudio de transitorios y sistemas de control y protección de la red (Ibarra y cols., 2017).

Debido su gran accesibilidad y su fácil uso son muy utilizados para aplicaciones industriales y académicas con el fin de realizar estudios que también pueden incluir técnicas de análisis con Software in the loop y Hardware in the loop.

Por los resultados obtenidos en los estudios realizados se ha comprobado que la simulación en tiempo real es una gran herramienta para ingenieros y científicos, en la que aparte de su rapidez cuenta con una gran precisión y exactitud en los resultados, generando una importante confiabilidad en el desempeño de los softwares utilizados para este propósito (Ibarra y cols., 2017).

2.7.1. Simulación en tiempo real y simulación en tiempo no real

La simulación digital brinda al menos dos maneras diferentes de realizar análisis a los sistemas modelados, el sistema en tiempo real y el sistema en tiempo no real.

El concepto de simulación de cada uno se basa en el tiempo de muestreo y obtención de resultados utilizado por lo que cabe mencionar que se puede emplear una simulación con tiempo discreto o simulación con tiempos variables. En la primera de estas opciones, el tiempo avanza en pasos de igual duración por lo que el intervalo de tiempo que dura el sistema en generar un resultado en cada paso es conocido como el tiempo de muestreo. Esta técnica es conocida como simulación de paso de tiempo fijo. Por otro lado, las técnicas de resolución que utilizan pasos de tiempo variable, son utilizadas para resolver dinámicas de alta frecuencia y sistemas no lineales, pero no son adecuadas para la simulación en tiempo real (Buttazzo, 2011).

Ya que el método debe resolver funciones y ecuaciones un paso de tiempo definido, cada variable o estado del sistema se resuelve de manera sucesiva en función de variables y estados al final del paso de tiempo anterior. Esto indica, que al terminar un paso, el sistema genera nuevos estados y asigna valores a las variables, lo que permitirá utilizarlas en la siguiente iteración. Con el fin de establecer un orden según la importancia de los procesos a realizar durante el desarrollo de la simulación, cuando se habla de tiempo real, se hace uso de la técnica de asignación de tareas denominada *Scheduling algorithm*. Cada unas de las tareas según su condición estará clasificada en cada tiempo como activas, listas o en ejecución.

Uno de los aspectos más relevantes a tomar en cuenta en una simulación en tiempo real, es que no solo importa la exactitud del valor calculado en cada proceso, sino que también interesa el momento en el que se producen los resultados. En otras palabras, para que una simulación de tiempo real sea válida, el modelo debe reproducir las variables internas y las salidas de simulación en el mismo periodo de tiempo que lo haría su contra parte física (Buttazzo, 2011).

Dentro de los principales conceptos a destacar es que la diferencia entre el tiempo no real y el tiempo real es que el segundo está sujeto a un tiempo límite como un reloj periódico. Tal tiempo límite representa el momento en que existe una coherencia dinámica con la realidad. En conclusión, el tiempo real no está directamente sujeta a su velocidad, sino a su previsibilidad. En realidad, es una práctica de ingeniería común probar tales propuestas utilizando modelos que se ejecutan en tiempo real antes de probar en condiciones reales ya que se garantiza la consistencia dinámica.

Una manera más intuitiva de entender como se diferencian las características de cálculos y pasos de tiempo entre un sistema de simulación en tiempo real y una simulación en tiempo no real, se puede observar en la figura 13.

Cada una de las simulaciones de la figura 13 se dan en un tiempo discreto (intervalos de pasos fijos), la imagen a) se puede apreciar que los cálculos toman menos tiempo en realizarse que lo que se toma el sistema real en hacer la dinámica que reflejan esos cálculos, este aspecto es uno de los más buscados en la simulación fuera de línea ya que permite obtener resultados con una mayor rapidez y no necesariamente se procura la máxima precisión de resultados o similitud respecto a los resultados que se obtendrían en el sistema real. En la siguiente figura, b), se nota que el sistema simulado le requiere más tiempo encontrar los cálculos que representan la dinámica del sistema real, esto es una situación lenta o desacelerada. Ambas representan un sistema fuera de línea o tiempo no real. Como se aprecia, el momento en el que los cálculos se dan no es lo más relevante en modelos fuera de línea.



Figura 13: Contraste de tipos de simulación. Adaptado de (Bélanger, 2010)

Por otra parte, en la figura 13 c), se observa que los cálculos que representan la dinámica del sistema, se obtienen en el mismo tiempo que el sistema real generaría una dinámica igual a la simulada en el modelo. Las características mencionadas, denotan las principales para una simulación en tiempo real. Se debe destacar entonces, que para que una simulación en

tiempo real sea valida, el modelo debe reproducir las variables internas y las salidas de la simulación en el mismo periodo de tiempo que lo haría el sistema físico.

Una de las prácticas más favorables de la simulación en tiempo real, es que también permite integrar técnicas como por ejemplo *Hardware in the Loop* (representación en ingles de dispositivo en el lazo), que puede utilizarse entre otras cosas para realizar pruebas de desempeño por a dispositivos de protección para sistemas eléctricos de potencia (Zaglul Fiatt, 2007).

Algunos de los conceptos que deben contemplarse para la simulación en tiempo real son los siguientes:

- **Reloj en tiempo real** el mismo se encarga de sincronizar el tiempo real con el tiempo simulado. El reloj de tiempo real está programado para enviar un impulso activador una vez cada *h* unidades de tiempo real, donde *h* es el paso actual de tiempo para el algoritmo de integración, y el programa de simulación está equipado con un mecanismo de espera, el cual se inicia cuando todos los cálculos asociados al paso actual han sido completados, y autoriza la llegada de la próxima señal de disparo, el siguiente ciclo o paso no se inicia hasta que se haya percibido dicha señal de activación.
- **Convertidores analógico-digital** Una vez finalizado el paso anterior, se proceden a leer los convertidores analógico-digital para actualizar los valores de todas las funciones de conducción externa. Las entradas se actualizan una vez al inicio de cada paso y se mantienen constantes a lo largo de ese paso.
- **Convertidores de digital a analógico** Se colocan al final de cada paso de integración con el fin de la recibir la información actualizada de la salida, para que mediante los convertidores pueda ser inspeccionada por el usuario o en el hardware utilizado en el caso de la implementación de simulaciones con Hardware in the Loop.
- **Eventos externos** Son utilizados para la comunicación asincrónica con el programa de simulación por ejemplo para la modificación de valores de parámetros o para la comunicación entre varios programas de computadora que se ejecutan asincrónicamente.



Figura 14: Contraste de tipos de simulación.

Software ETAP

ETAP es una herramienta de análisis y control para el diseño, simulación, automatización de generación y operación de sistemas de potencia eléctricos de distribución e industriales (ETAP, 2012).

El Módulo Base del ETAP incluye el editor del diagrama unifilar, integra módulos de análisis y contiene las librerías. Este módulo ha sido diseñado para permitir la construcción o modificación rápida del modelos monofásicos o trifásicos, de corriente alterna o continua en sistemas sin límite de barras ni elementos. Los modelos cuentan con toda la instrumentación y con los componentes de puesta a tierra. Las librerías contienen datos completos, verificados y validados basados en los datos publicados por fabrica (ETAP, 2012).

En su paquete completo permite el análisis de flujo de potencia desequilibrado y flujos de potencia óptimo, así como también el análisis de cortocircuito ANSI/IEEE, cortocircuito IEC, simulación y análisis de arranques de motores, estudios de arcos eléctricos en CA y en CC, simulación y análisis de dispositivos de protección con estudios de coordinación y selectividad e interfaz para calibración de relés, entre otras características.

En su paquete básico, ETAP tiene funciones de simulación fuera de línea, pero otras licencias cuentan con un paquete que permite realizar simulaciones en tiempo real, en donde permitirá al usuario identificar posibles problemas de operación en los sistemas físicos a implementar, también predice el tiempo de operación de los dispositivos de protección.

Software HYPERSIM

Mediante la interfaz gráfica de HYPERSIM, la cual utiliza una base de programación orientada a objetos, permite realizar la construcción de redes eléctricas, la configuración de parámetros de los componentes utilizados, el control de la simulación y la programación de las salidas y entradas, así como también el tipo de señal y escalamiento de dichas señales.

Mediante la gran cantidad de componentes disponibles en la biblioteca de simulación de sistemas eléctricos, se pueden encontrar, desde cargas lineales, líneas simétricas o asimétricas, transformadores monofásicos y trifásicos, compensadores estáticos y elementos RLC, entre otros. Lo que permite realizar diversidad de configuraciones para realizar estudios de fenómenos eléctricos, ya sean transitorios o análisis de estado estacionario de la red implementada.

«HYPERSIM, aprovecha el retardo natural de las reactancias de las líneas y de otros componentes de potencia para dividir la simulación de una red en múltiples tareas que son evaluadas y ejecutadas por varios procesadores de forma simultánea» (Sancho Chaves y Morales Jiménez, 2002).

Por lo que mediante el análisis de la topología de la red realiza la evaluación de tareas paralelas para obtener los resultados deseados, el sistema lo que hace es generar códigos para cada tarea y procede a compilarlos para su ejecución ya sea en tiempo real o tiempo diferido. Si se trabaja en tiempo real, el código es transferido al servidor y ejecutado en tiempo real por los procesadores de dicho servidor o a los sistemas conectados que se encuentren bajo prueba.

Comparación entre ETAP y HYPERSIM

Característica	ETAP	HYPERSIM
Se utiliza para la simulación de sistemas de potencia y redes eléctricas	×	×
Permite simulación fuera de línea y en tiempo real	×	×
Posee una interfaz gráfica de usuario	×	×
Contiene librerías extensas de componentes y máquinas eléctricas	×	×
Manipulación de la integridad de los datos mediante IEC 61850 (Ci-		~
berseguridad)		^
Permite simular sistemas de microredes	×	×
Permite dividir la simulación de una red en múltiples tareas paralelas		×
Permite la simulación de modelos de control de MATLAB/Simulink		×
Posee diferentes versiones para aplicaciones más específicas	×	
Cuenta con un sistema inteligente de desprendimiento de carga	×	

Cuadro 5: Tabla comparativa - ETAP vs HYPERSIM

3. Estudio de protecciones para la linea de transmisión PHLN1-Subestación Miravalles

En este capitulo se presentan las principales características eléctricas de la PHLN1, asimismo, los criterios para el ajuste y coordinación de las protecciones de líneas de transmisión que se establecen en la normativa POASEN, para plantas hidroeléctricas que se conectan al SEN. Se describen los cálculos requeridos para la obtención de los parámetros de ajuste que se configurarán en los relés de protección de la línea de transmisión de la PHLN1 y se presentan las simulaciones y resultados que avalan la configuración e implementación del esquema de protección propuesto.

3.1. Descripción general de la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1

3.1.1. Descripción Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.(ESPH) sitúa sus raíces en el año de 1915, cuando ciudadanos de la provincia de Heredia tienen la visión y la capacidad de organizarse para inaugurar la Planta Hidroeléctrica La Joya. A mediados de los años cuarenta, los ciudadanos se organizan para fundar la Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia (JASEMH) y es fundada en el año 1949.

JASEMH, tenía las obligaciones de conservar las instalaciones de generación, transmisión y distribución de energía y mejorar los servicios eléctricos.

Históricamente el servicio de agua potable que suministraba la municipalidad de Heredia no era eficiente. Por esta situación, el Servicio Nacional de Acueductos y Alcantarillados comenzó las gestiones para brindar el servicio de distribución de aguas en la ciudad de Heredia. Decisión que no fue aceptada por un grupo de ciudadanos que se manifestaron en contra de una manera efusiva. Con el fin de reducir los ánimos entre las personas que no se estaban cómodas con la decisión, el Gobierno tomó la decisión de decretar que la Municipalidad de Heredia traspasara temporalmente la administración y mantenimiento del acueducto y alcantarillado a la JASEMH.

Al convertirse en encargado de la distribución y mantenimiento de los servicios de agua potable y de energía eléctrica, la JASEMH cambia su nombre a la nueva Empresa de Servicios Públicos de Heredia el 8 de marzo de 1976.

Actualmente, la empresa brinda servicios de alumbrado público, telecomunicaciones, alcantarillado sanitario, agua potable y energía eléctrica.

En el sector de energía eléctrica, la empresa tiene bajo su administración un aproximado de 500 km de conductor primario que transportan energía para los 264 000 usuarios afiliados a la empresa y las 11 714 lámparas de alumbrado público instaladas.

Algunos de los proyectos de generación eléctrica con los que cuenta la ESPH, son: **a**) Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo (capacidad máxima de **4,2 MW**), **b**) Planta Hidroeléctrica de Tacares (Capacidad máxima de **6,8 MW**), **c**) Planta hidroeléctrica Los Negros 2 (Capacidad máxima de **33,1 MW**) y **d**) Planta Hidroeléctrica Los Negros 1 (Capacidad máxima de **18 MW**). El último de los proyectos mencionados es el que tiene la mayor importancia para el presente estudio.

3.1.2. Planta hidroeléctrica Los Negros 1 (PHLN1)

Conociendo ya los principales aspectos del funcionamiento general de una planta de generación hidroeléctrica, se destacan los datos específicos de la planta hidroeléctrica Los Negros 1.

El proyecto de generación de energía eléctrica se ubica en la zona de Aguas Claras de Upala, y los ríos que se suministran el agua necesaria para el movimiento de las turbinas son **i**) Raudales, **ii**) Caño Negro y **iii**) Frijoles. En la figura 16, se puede observar la ubicación geográfica exacta del proyecto en una imagen satelital del Google Maps.

La clasificación que reciben este tipo de plantas es denominada como "filo de agua", esto debido a que no tienen propiamente un embalse, sino que contienen reservas para regulación diaria, mediante un dique se desvían los cauces del río para transportarlo a una reserva de agua donde se acumula la cantidad necesaria para poner en funcionamiento las turbinas y planificar la producción diaria (Cruz, 2016).



Figura 15: Ubicación de Planta Hidroeléctrica Los Negros 1. Imagen modificada desde Google Maps.



Figura 16: Casa de máquinas de Planta Hidroeléctrica Los Negros 1. Imagen obtenida de ESPH.

En la tabla 6, se pueden revisar las principales características de la PHLN1, entre ellas, las características mecánicas y eléctricas, tales como: caudal de agua, tipos de turbinas, velocidad de giro de rotor, potencias mínimas y máximas de generación, entre otros aspectos relevantes.

El funcionamiento de cada una de las plantas hidroeléctricas conectadas al SEN, son evaluadas y sus parámetros de funcionamiento son examinados con rigurosidad, la ESPH, se encarga de dar mantenimiento preventivos y programados al menos una vez al año, en donde por siete días completos se da un paro anual de la planta, y se realizan pruebas en las unidades de generación, protección, control y transformación con el fin de garantizar el adecuado funcionamiento del sistema. Adicionalmente a este mantenimiento anual, cada cinco años se programa un mantenimiento aun más exhaustivo en cada una de las plantas pertenecientes a la ESPH (Cruz, 2016).

Una vez que la PHLN1 ha generado la energía, es transportada mediante las líneas de transmisión, hacia la subestación Miravalles, perteneciente al ICE. Las características de esta conexión serán descritas en la siguiente sección.

Características PHLN1		
Inicio de operación comercial (año)	2006	
Cantidad de turbinas	2	
Tipo de turbina	Francis	
Disposición del eje	Horizontal	
Velocidad de giro (rpm)	600,00	
Caudal por turbina (m ³ /s)	10,15	
Salto de agua (m)	96,75	
Presión de tubería forzada (Bar)	9,49	
Diámetro de tubería forzada (m)	3,00	
Longitud de tubería forzada (m)	452,00	
Volumen de la reserva (m ³)	316000	
Nivel mínimo del embalse (msnm)	305,25	
Nivel máximo del embalse (msnm)	308,25	
Cantidad de tomas	3	
	Raudales,	
Ríos	Caño Negro,	
	Frijoles	
Caudal en tomas de agua (m ³ /s)	3,8 / 12,8 / 3,6	
Energía anual (GWh)	75,00	
Potencia máxima	9.00	
por generador (MW)	5,00	
Potencia mínima	2.00	
por generador (MW)	2,00	
Tensión del generador (V)	13800,00	
Corriente del generador (A)	439,30	
Tensión de excitación (V)	72,00	
Corriente de excitación (A)	6,80	
Longitud de línea de	22.00	
transmisión (km)	22,00	
Ubicación	Aguas Claras, Upala, Alajuela	

Cuadro 6: Descripción de las características principales de la planta hidroeléctrica Los Negros 1.

3.2. Criterios a utilizar para el ajuste y coordinación de las protecciones de línea

Al realizar un ajuste y coordinación de protecciones de línea, se deben tomar en cuenta los siguientes criterios (*REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS GENERADORAS QUE SE CONECTAN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*, s.f.)(AR-NT-POASEN, 2016):

- 1. Todo sistema de eliminación de fallas debe tener un respaldo suficientemente rápido para limitar las fallas debajo de la curva de daño del equipo protegido.
- 2. Todo equipo que conforme el sistema de potencia de la planta generadora debe estar protegido por lo menos por dos protecciones distintas y sus sistemas de eliminación de fallas asociados, uno con función de protección primaria y otro como protección de respaldo, independientes entre sí para evitar fallas de modo común. En caso de que en el sistema de liberación de fallas en la protección primaria no opere, debe hacerlo la protección de respaldo.
- 3. Los equipos de protección deben ser numéricos y contar con oscilografía y registro de eventos.
- 4. Las funciones de protección de línea serán ajustadas para que identifiquen y aislen fallas dentro de la línea en el menor tiempo posible. Adicionalmente, deben ser capaces de identificar el mal funcionamiento del sistema eléctrico (fallas fuera de la línea) y deben actuar para minimizar el impacto de estas anomalías.
- 5. Las funciones de protección principales tienen que identificar fallas en la línea interna dentro de un máximo de 100 ms y funciones de respaldo dentro de un máximo de 500 ms.
- 6. Se consideran las corrientes de falla máxima y mínima que pueden ocurrir. El sistema es analizado en el peor de los casos.
- 7. En este estudio se consideran los ajustes de la protección de distancia planteados en el documento «Informe de Mantenimiento de Protecciones Planta Hidroeléctrica Los Negros I».

3.3. Diagrama unifilar del sistema

En la figura 17, se observa la propuesta de la protección de línea a implementar, donde se resalta la adición de la protección diferencial de línea 87L-7SD82 para que actué como protección primaria.



Figura 17: Diagrama conexión de protecciones.

3.4. Características generales de la línea de transmisión PHLN1-Subestación Miravalles

Las principales características de la línea de transmisión a tomar en cuenta para los ajustes de las protecciones a implementar se describen en el cuadro 7

Característica Línea de Transmisión	Valor
Longitud de la línea	20.9 km
Calibre de conductor	559.5 MCM
Intensidad de corriente admisible	670 A
Resistencia eléctrica a 20° C	$0.118 \Omega/km$
Reactancia inductiva	0.3783 Ω/km
Reactancia capacitiva	$0.2157 \text{ M}\Omega/\text{km}$
Ángulo de la línea	85°
Impedancia total de la línea	8.456Ω

Cuadro 7: Características de la línea de transmisión

Cuadro 8: Características de los transformadores de medición

Característica Transformadores de Medición	Valor
Tensión primaría (TP)	34.5 kV
Tensión secundaria (TP)	$100\mathrm{V}$
Corriente primaria (CT)	400 A
Corriente secundaria (CT)	1 A

3.5. Análisis del esquema de protección de impedancia

Para la protección de distancia se habilitará la función para 2 zonas de protección: **zona** 1, **zona 2**. Se considera un error máximo en las impedancias calculados por mediciones de un 15%.

Los valores base que serán utilizados para los cálculos en p.u. son:

$$V_B = V_N = 34500 V prim = 100 V sec$$

$$I_B = I_N = 400 A prim = 1 A sec$$

La impedancia mínima de carga para este sistema es establecida de la siguiente manera:

$$Z_{carga} = \frac{0.85 * V_N^2}{S_{max}} = \frac{0.85 * 34, 5^2}{18,4Mw} = 54,98 \ \Omega \ prim$$

Se tienen las siguientes impedancias de referencia :

$$Z_1 = (0, 11893 + 0, 37837j) * 20, 9 = 8, 2894 \angle 72, 55^{\circ} \Omega \ prim$$

 $Z_0 = (0,42115 + 1,29518j) * 20,9 = 28,4643 \angle 71,98^{\circ} \Omega \ prim$

Es importante mencionar que para una linea de transmisión de corta distancia, tanto la conductancia como la capacitancia en derivación tienen valores despreciables, por lo que solo se requiere considerar la resistencia y la inductancia en serie para obtener la impedancia en la longitud total de la linea.

Asimismo, al introducir todos los parámetros establecidos en el cuadro 7 en la herramienta de simulación ETAP 19.0.1 y las características físicas de la red eléctrica se obtienen los valores de impedancia descritos anteriormente y con un mayor grado de precisión. Dichas impedancias se utilizan para realizar los diferentes ajustes en los parámetros de la protección de impedancia.

3.6. Datos del sistema



Figura 18: Estudio de cortocircuito falla en barra Los Negros 1. Corrientes mínimas de falla fase a fase.



Figura 19: Estudio de cortocircuito falla en barra Los Negros 1. Corrientes mínimas de falla fase a tierra.



Figura 20: Estudio de cortocircuito falla en barra Los Negros 1. Corrientes máximas de falla fase a tierra.

Desde el estudio de cortocircuito, mostrado en las figuras 18, 19 y 20, las corriente mínimas de falla de fase a fase y de fase a tierra son:

 $I_{1L-L} = I_{cc-minimaenterminallocal, contribución local} = 0,536 \ kA$

 $I_{2L-L} = I_{cc-minimaenterminallocal,contribuciónremota} = 1,674 \ kA$

 $I_{1L-G} = I_{cc-minimaenterminallocal,contribuciónlocal} = 1,073 \ kA$

 $I_{2L-G} = I_{cc-minimaenterminallocal,contribuciónremota} = 1,676 kA$ Con el fin de obtener la resistencia de falla de arco se utiliza la fórmula planteada por Warrington:

$$R_{arcoLL} = \frac{28707,35 * L}{(I_{1L-L} + I_{2L-L})^{1,4}} = \frac{28707,35 * 3}{(536 + 1674)^{1,4}} = 1,79 \ \Omega$$
$$R_{arcoLG} = \frac{28707,35 * L}{(I_{1L-G} + I_{2L-G})^{1,4}} = \frac{28707,35 * 2}{(1073 + 1676)^{1,4}} = 0,8794 \ \Omega$$

En donde L representa la longitud del arco y se han establecido valores típicos que corresponden a:

 $L_{arcoL-L} = 3 m$ $L_{arcoL-G} = 2 m$

3.6.1. Cálculo para la zona 1

Se debe tomar en cuenta que se tienen los siguientes parámetros para el cálculo de los ajustes de las zonas de protección de la línea de transmisión.

- $R_{seq.posit.} = 2,5 \Omega$
- $X_{seq.posit.} = 7,89 \Omega$
- $RE_{seq.cero.} = 8,78 \Omega$
- $XE_{seq.cero.} = 27,02 \Omega$

Ajustes inductivos de primera zona

La zona 1 será ajustada para que tenga un alcance del 85 % del total de impedancia de la línea de transmisión, esta característica contempla los posibles errores en los transformadores de medición que pueden ser de hasta un 15 % como se comentó en secciones anteriores. Por lo que el alcance configurado para la zona 1 es de:

$$X1sec = Im(Z1LR) * \frac{TC}{TP}$$

$$X1sec = 7,89443 * \frac{400}{345} = 9,15 \ \Omega \ sec$$

Recordando que el ángulo de referencia es de 72,55°

Por lo que el ajuste inductivo para la zona 1 corresponde a:

El ajuste de $\frac{XE}{XL}$, es obtenida mediante la ecuación:

$$\frac{XE}{X1} = \frac{\frac{XE}{X1} - 1}{3}$$

Por lo que se obtiene un ajuste de:

$$\frac{XE}{X1} = 0,80819603 \ \Omega \ sec$$

Ajustes resistivos de primera zona

Según lo mencionado anteriormente, el alcance configurado para la zona 1 es de:

$$R_{1 \ prim \ 85\%} = R_{1 \ prim} * 0.85 = 2.46 \ \Omega \ prim$$

$$R_{1 \ p} = R_{1 \ prim} + 0.5 * Rf = 17.46 \ \Omega \ sec$$

$$R_{1 \ sec} = Re(Z_{1}LR) * \frac{TC}{TP}$$

$$R_{1 \ sec} = Re(Z_{1}LR) * \frac{TC}{TP}$$

$$R_{1 \ sec} = 2.5 * \frac{400}{345} = 20.24 \ \Omega \ sec$$

Por lo que el ajuste resistivo para la zona 1 corresponde a:

$$R_{1 \ sec \ 85\%} = 20,24 \ \Omega \ sec$$

El ajuste de *RE* corresponde a:

$$RE_{sec} = RE_{prim} * \frac{TC}{TP} * 0.85$$

$$RE_{sec} = 8,653 \ \Omega \ sec$$

El ajuste de $\frac{RE}{RL}$, correspondiente a la compensacion de fallas a tierra es obtenida mediante la ecuación:

$$\frac{RE}{R1} = \frac{\frac{RE}{R1} - 1}{3}$$

Por lo que se obtiene un ajuste de:

$$\frac{RE}{R1} = 0,44635$$

La configuración para el alcance de resistencia debe ser más grande que la resistencia mínima de falla en fase y más pequeña que la mínima impedancia de carga. El valor de esta resistencia se obtiene mediante :

$$R_{max} = \frac{V_n}{I_{FLC}} * \frac{1}{3}$$

En donde el valor de *I_{FLC}* es dado por:

$$I_{FLC} = \frac{S_{max}}{V_N} = \frac{18,4MW}{34500} = 533A$$

Por lo que R_{max} corresponde a :

$$R_{max} = \frac{34500}{533} * \frac{1}{3} = 21,58 \ \Omega \ prim.$$
$$R_{min\ L-L} = \frac{1,2 * R_{arcoL-L}}{2} = 1,074 \ \Omega \ prim.$$

3.6.2. Cálculo para la zona 2

Ajustes inductivos de segunda zona

De manera similar a lo realizado en la primera zona, se calcula el ajuste de la zona 2 con un alcance de protección de 120% la impedancia de la línea.Por lo que se obtienen los ajustes de:

Por lo que el ajuste inductivo para la zona 1 corresponde a:

$$X_{1 \text{ sec } 120\%} = X_{1 \text{ sec}} * 1,2 = 10,98 \ \Omega \ sec$$

Ajustes resistivos de segunda zona

Tomando en cuenta el cálculo realizado para el ajuste de la zona 1, el ajuste resistivo para la zona 2 corresponde a:

$$R_{1 sec 120\%} = R_{1 sec} * 1,2 = 24,288 \Omega sec$$

3.7. Estudio de coordinación de protecciones para el esquema de protección diferencial

A continuación se muestran los cálculos y los aspectos a tomar en cuenta para definir la curva de operación del relé diferencial de línea a implementar. Los cálculos tienen sus bases fundamentadas en (Energy, s.f.)(Mason, s.f.)(Thompson, 2011)(Villamagna y Crossley, 2006)(Ward y Erwin, s.f.)

Se toma como corriente base, la corriente nominal en el primario del transformador de corriente que se utilizará para esta protección:

$$I_B = 400 A prim. \tag{16}$$

Es necesario fijar un valor umbral mínimo, que tomará en cuenta los errores de medición en transformadores de medida, y flujo remanentes. Este valor por norma suele situarse entre un 15 y un 20% de la corriente base:

$$I_{S1} = 0.2 * 400A = 80A prim = 0.2Asec.$$
(17)

Posteriormente, es necesario evaluar la zona en la que los transformadores no presentan saturación de sus núcleos. Esto corresponde a zona denominada «K1 Slope». Está constituida con una pendiente de 30%, en donde se toman en cuenta parámetros como la exactitud de los transformadores de corriente y la exactitud de los relés. Esta zona se establece hasta un valor en donde aun el núcleo no se considere completamente saturado, lo cual para efectos del estudio se toma un valor de 2 veces la corriente base $(2 * I_B)$.

$$I_{S2} = 2 * I_B = 2 * 400 = 800 A prim.$$
(18)

Finalmente, se tiene la región denominada «K2 Slope», en esta etapa se toma en cuenta la saturación del núcleo provocada por corriente sumamente altas. Para valores de saturación han sido evaluados porcentajes de las corrientes de restricción que van desde los 67 y hasta los 200%, en este caso se tomará un valor de pendiente de 150%.

La gráfica de operación es mostrada en la figura 21. Una falla detectado en la región denominada «Operate», ocasionará un disparo en el relé de protección.



Figura 21: Característica de operación de la protección diferencial.

En el cuadro 9 se resumen los parámetros principales por ajustar en el relé de protección diferencial.

Parámetro	Ajuste	Notas
Phase Diff	Habilitado	
Phase Is1	80.00 A	
Phase Is2	800.00 A	
K1 Slope	30.00%	
K2 Slope	150.00%	
Compensación	No requerida	

Cuadro 9: Parámetros principales para la protección diferencial

4. Simulación y resultados

Con el objetivo de realizar las simulaciones más precisas que permitan obtener un comportamiento similar al del sistema físico, se han introducido las datos y características físicas correspondientes a las unidades generadoras instaladas en la planta, las constantes de tiempo y parámetros ajustados para los sistemas de regulación de tensión y regulación de velocidad.

4.1. Generadores instalados en PHLN1

A continuación se presentan algunos parámetros correspondientes a las características físicas de los generadores instalados en la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1.

REACTANCIAS	(%)
Xd	105.25
X'd	24.23
X"d	15.47
X2	17.25
Xq	48.95
X'q	48.95
X"q	19.04
Хо	5.16

Cuadro 11: Constantes de tiempo en segundos de los generadores sincrónicos instalados en PHLN1

CONSTANTES DE TIEMPO	(S)
T'd	0.931
T"d	0.022
T"q	0.045
Та	0.099
T'd0	4.045
T"d0	0.034
T"q0	0.116

4.2. Sistema de excitación

4.2.1. Configuración

Para simular el sistema de excitación de los generadores sincrónicos instalados en PHLN1, se utiliza un modelo genérico que incluyen los generadores hidráulicos en HYPERSIM, conformado por un regulador de voltaje (AVR) y un excitador. Dicho modelo se observa en la figura 22.



Figura 22: Diagrama del sistema de excitación

Los valores de las ganancias, constantes de tiempo y límites del modelo se ajustan de forma que sea lo más parecido posible al sistema de control de excitación digital DECS-200 que se utiliza en la planta real, con el fin de asegurar una simulación precisa. Los valores utilizados se observan en el cuadro 12.

CONSTANTE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
Кр	Ganancia proporcional de excitación en el límite de voltaje	12.3	-
Ка	Ganancia del regulador de voltaje	50	-
Kf	Ganancia de retroalimentación del filtro de amortiguación	0	-
ex_Vtmin	Límite estático inferior de medición de voltaje	0.1	pu
ex_Vtmax	Límite estático superior de medición de voltaje	100	pu
Tr	Constante de tiempo de medición de voltaje	0.02	S
Та	Constante de tiempo del regulador de voltaje	0.001	S
Tf	Constante de tiempo de retroalimentación del filtro de amortiguación del excitador	1	S
ex_Vrmin	Límite estático inferior del voltaje de excitación	-12.7	pu
ex_Vrmax	Límite estático superior del voltaje de excitación	12.3	pu

Cuadro 12: Ganancias, constantes de tiempo y límites del sistema de excitación

4.2.2. Pruebas realizadas

4.2.2.1. Prueba en isla

Se utiliza el subsistema observado en la figura 23. Este subsistema cuenta con dos cargas, la primera es de 3,68 MW (20% de la máxima que pueden suplir los generadores) y la segunda es de 0,736 MW (4% de la máxima que pueden suplir los generadores) diseñada para acoplarse al subsistema después de 5 segundos.



Figura 23: Subsistema utilizado para la validación del sistema de excitación

Se ejecuta la simulación para 60 segundos y se observa la respuesta en la figura 24 (y en su versión aumentada, la figura 25). En dicha figura podemos ver que cuando la segunda carga se acopla, el sistema de excitación varía la tensión de campo *Efd* con tal de regular la tensión en terminales *Vt*. Analizando el lazo de control de la figura 22, se observa que la variación de la tensión de campo se basa en la diferencia entre la tensión de referencia *Vref* y la tensón medida.



Figura 24: Comportamiento del sistema de excitación para la prueba en isla. Gráfica completa.



Figura 25: Comportamiento del sistema de excitación para la prueba en isla. Gráfica aumentada.

4.2.2.2. Prueba en paralelo

En este caso, el subsistema se conecta al resto del sistema eléctrico de potencia (visto en la figura 26). Al ser una condición más "fuerte", el cambio en la carga debe ser mayor para apreciar mejor el efecto, por lo que la segunda carga en este caso es de 3,68 MW diseñada para acoplarse después de 15 segundos.



Figura 26: Sistema eléctrico de Potencia

Se ejecuta la simulación para 60 segundos y se observa la respuesta en la figura 27. En dicha figura se puede observar que el comportamiento del sistema de excitación es muy similar al de la prueba en isla, la diferencia es que en este caso el pico en la tensión es menor.



Figura 27: Comportamiento del sistema de excitación para la prueba en paralelo

4.3. Regulador de velocidad

4.3.1. Configuración

Para simular el regulador de velocidad de los generadores sincrónicos instalados en PHLN1, se utiliza un modelo genérico que incluyen los generadores hidráulicos en HYPERSIM. El diagrama de dicho modelo se observa en la figura 28.


Figura 28: Diagrama del regulador de velocidad

Los valores de las ganancias, constantes de tiempo y límites del sistema anterior se ajustan de forma que sea lo más parecido posible al regulador de velocidad MIPREG DGC600 que se utiliza en la planta real, con el fin de asegurar una simulación precisa. Los valores utilizados se observan en el cuadro 13.

CONSTANTE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
Kg	Ganancia del regulador	1	-
sigma	Caída permanente	0.05	-
delta	Caída transitoria	0.25	-
xmin	Límite inferior de apertura de compuerta	0.005	pu
xmax	Límite superior de apertura de compuerta	1	pu
vxmin	Límite inferior de velocidad de compuerta al cierre	-0.1	pu/s
vxmax	Límite superior de velocidad de compuerta al cierre	0.1	pu/s
Тр	Constante de tiempo para la caída constante	0.001	S
Ts	Constante de tiempo para la servo-válvula	0.3	S
Tt	Constante de tiempo para la caída transitoria	5.2	S
Twatt	Constante de tiempo para mediciones de potencia	0.05	S
Tal	Constante de tiempo para mediciones de velocidad 1	0	S
Ta2	Constante de tiempo para mediciones de velocidad 2	1	S
T1	Constante de tiempo para el regulador de velocidad 1	1	S
T2	Constante de tiempo para el regulador de velocidad 2	0.001	S

Cuadro 13: Ganancias, constantes de tiempo y límites del regulador de velocidad

4.3.2. Pruebas realizadas

4.3.2.1. Prueba en isla

Se utiliza el mismo subsistema de las pruebas del sistema de excitación, visto en la figura 23. Se ejecuta la simulación para 90 segundos y se observa la respuesta en la figura 29.

Como se observa en la figura 29, el regulador de velocidad es responsable de producir la señal de apertura de compuerta *x* dependiendo de la potencia eléctrica *Pef* y la velocidad *w* y ajustarla con tal de que la potencia de salida sea igual a la de referencia, la cuál es del 24% a partir de que se acopla la carga.

Además, vemos que la velocidad tarda unos 70 segundos en estabilizarse, sin embargo, es más importante ver el porcentaje de caída de la velocidad. Dicho porcentaje se encuentra alrededor de 0.2 %, por lo que se puede decir que el regulador de voltaje funciona correctamente.



(b) Gráfica aumentada para observar mejor la sección transitoriaFigura 29: Comportamiento del regulador de velocidad para la prueba en isla

4.3.2.2. Prueba en paralelo

Al igual que la prueba en paralelo para el sistema de excitación, el subsistema se conecta al resto del sistema eléctrico de potencia y la segunda carga se sube a 3,68 MW.

Se ejecuta la simulación para 90 segundos y se observa la respuesta en la figura 30. En dicha figura se puede observar que el comportamiento del sistema de excitación es muy similar al de la prueba en isla. La velocidad se estabiliza mucho más rápido que la prueba en isla, por otro lado, el porcentaje de caída es muy similar.



Figura 30: Comportamiento del regulador de velocidad para la prueba en paralelo

4.4. Simulación en ETAP del esquema con todas las variables definidas.

En esta sección se presentan y se discuten los resultados de la simulación del esquema de protección (diferencial e impedancia) en ETAP, utilizando todos los parámetros establecidos previamente.

4.4.1. Simulación protección diferencial

Mediante la implementación del sistema eléctrico de potencia simulado en ETAP que se muestra en la figura 31, se realiza el análisis de los dos esquemas de protección propuestos para la linea de transmisión de energía entre la PHLN1 y la S.T. Miravalles.

Inicialmente, se realiza la simulación de la protección diferencial. En la figura 31a, se observa las señales de entrada y salida del relé de protección diferencial, el cual cual corresponde a un modelo SIEMENS 7SD, con la mayoría de las características presentes en el modelo adquirido por la ESPH para la implementación física de la protección diferencial.

Las entradas apreciables son las corrientes medidas mediante los transformadores de corriente CT1 y CT6, colocados en los extremos de la línea de transmisión. Como salida, se tiene una salida digital que da paso a la apertura de los interruptores CB1 y CB2 en caso de que el relé detecte una falla en la región de actuación configurada.

emens									-
D52/53									
irrent Vo	Itage Digital Bas	е							
hase									
	Terminal			ID		Туре	Prim. An	np Sec. An	р
lp1	Phase				~		0	0	
lifferential									
						CT Te	erminals	6	~
	Terminal		ID		Туре	Prim. /	Amp	Sec. Amp	
2	Dif-1		CTE	v	Phase	400)	1	
3	Dif-3		010	~	i nase	-+00			
									~
round	Terminal			ID		Type	Prim An	n Sec Am	n
lg1	Ground				~	. 190	0	0	-
E E	(a) Cor	Relé Diferenci nfigura - Relé Diferen	al CIÓN RO ncial	elé de pro	v 🔊 🛛	n dife	renci	к _{Сап}	cel
Aulti-Fundation Input Pamens D52/53	(a) COr Cuton Relay Editor	Relé Diferenci nfigura - Relé Diferen DLR DIF	al CiÓN r(ncial Scheme Logi	Elé de pro	v 🔊 🛛	M ? n dife: Remarks C	renci	к Can	cel
fulti-Fun Input Input D52/53 utput	(a) Corr (a) Corr Cutour OCR C	Relé Diferenci nfigura - Relé Diferen DLR DIF	al CIÓN T (ncial Scheme Logi	elé de pro	v D (n dife	comment	K Can	cel
Iulti-Fun Input emens iD52/53 utput	(a) Cor	Relé Diferenci ffigura - Relé Diferen DIR DIF Output ID	al CIÓN T(ncial Scheme Logi	elé de pro c TCC kA Model In Relay Element	v D (tecció	n dife	renci	к Can	cel
Iulti-Fun Input D52/53 utput	(a) Cor ction Relay Editor Output OCR C	Relé Diferenci figura - Relé Diferen DLR DIF Output ID	al CIÓN re ncial Scheme Logi	elé de pro	V	M ? n dife	Comment	к Can al. Add	cel
Iulti-Fund Input Input Input Input Input Input	(a) Cor ction Relay Editor Output OCR C	Relé Diferenci Afigura - Relé Diferen DLR DIF Output ID	al CIÓN re ncial Scheme Logi	elé de pro c TCC KA Model Ir Reløy Element Any Any	V K K K K K K K K K K K K	Remarks C	Comment	K Can al. Add Delete	cel
Iulti-Fun Input amens D52/53 utput	(a) Corr (a) Corr Courput OCR C	Relé Diferenci figura - Relé Diferen DIR DIF Output ID	al CIÓN re ncial Scheme Logi	elé de pro c TCC kA Model Ir Reløy Element Any Any	v D (tecció fo Checker	Remarks C	Comment	K Can al. Add Delete	cel
Aulti-Fun Input amens DD52/53 utput 2	(a) Corr ction Relay Editor Output OCR C	Relé Diferenci figura - Relé Diferen DIR DIF Output ID	al CIÓN re ncial Scheme Logi	elé de pro	✓ D (tecció fo Checker ✓ Any ✓ Any	Remarks C	Comment	K Can al. Add Delete	cel
fulti-Fun Input amens D52/53 Utput	(a) Corr (a) Corr output ocr o 000000000000000000000000000000000000	Relé Diferenci Ifigura - Relé Diferen DIR DIF Output ID Output ID	al CIÓN IG Incial Scheme Logi	elé de pro		M ? n dife Remarks C	Comment	K Can al. Add Delete	cel
tulti-Fun Input amens D52/53 D52/53	Cition Relay Editor Output OCR C Comput OCR C Comput OCR C COmput DO1 Comput	Relé Diferenci Ifigura - Relé Diferen DLR DIF Output ID - Output ID	at CIÓN re ncial Scheme Logi Scheme Logi Devi CB1	elé de pro	S	m dife	Comment	K Can al. Add Delete	cel
Image: Second	Image: Constraint of the second se	Relé Diferenci Difigura - Relé Diferen DLR DIF Output ID - Output ID	al CIÓN IG Scheme Logi Cheme Logi Devi CB1 CB2	elé de pro	Definition	m dife	Comment	K Can al. Add Delete	cel
Aulti-Fun Input In	Image: Constraint of the second se	Relé Diferenci Ifigura - Relé Diferen DLR DIF Output ID - Output ID	al Ción re ncial Scheme Logi CB Devi CB	elé de pro		Remarks C	Comment	K Can al. Add Delete	cel

(b) Configuración de salida del relé diferencial.

Figura 31: Configuración de parametros relé de protección diferencial.

Al mismo tiempo, en la figura 32, se observa el comportamiento del sistema de protección ante una falla a lo interno de la región de actuación de la protección diferencial. Para este evento, los interruptores colocados en los extremos de la línea de transmisión, se han abierto 70 y 103 ms después de que el relé de protección diferencial detectó la falla. Tiempos que se encuentra de acuerdo a la reglamentación indicada para la protección de una línea presente en un sistema semi crítico (tiempos menores a 100 ms luego de que el relé detecte la falla).

La secuencia de eventos se puede observar en la figura 33, donde se detallan la cronología de detección y actuación del dispositivo ante una falla presente en la línea de transmisión.



Figura 32: Diagrama unifilar con falla a lo interno de la línea.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB1 & Linea 34,5 kV. Adjacent bus: Barra 34.5kV Los Negros 1							
			Data Rev.:	Base	Config: Normal	Date: 08-08-2021	
Time (20.0 70.0 70.0	ID Relé Dife CB1 CB2	lf (kA)	T1 (ms) 20,0 50,0 50,0	T2 (ms)	Condition Phase - 87 Tripped by Relé Diferen Tripped by Relé Diferen	encial Phase - 87 encial Phase - 87	

Figura 33: Secuencia de eventos falla interna a la línea.

Posteriormente con el fin de corroborar el óptimo funcionamiento del esquema de protección diferencial, se simula una falla en la barra de 34.5 kV presente en la Subestación Miravalles, el diagrama que describe el esquema simulado se observa en la figura 34. El comportamiento del esquema de protección ante una falla externa a la línea de transmisión, se observa en la figura 35.

En dicha figura se aprecia que la falla no es detectada por la protección diferencial y no genera una acción para la apertura de los interruptores ya que la falla simulada se encuentra fuera de sus zona de protección.

×



Figura 34: Diagrama unifilar con falla a lo externo de la línea.



Figura 35: Secuencia de eventos falla a lo externo de la línea.

4.4.2. Simulación protección de impedancia

De manera similar se ha configurado el esquema de protección de impedancia configurado con los parametros propuestos en la sección 3, en donde se ha propuesto un 85% de la impedancia de la línea de transmisión para la configuración de la zona 1 y un 120% de la impedancia de la línea, para la configuración de la zona 2.

La zona 3, 4 y 5, se mantienen desactivadas tomando en cuenta la configuración existente en dicha protección actualmente.

En la figura 36, se observan las diferentes configuraciones implementadas para la actuación del relé de impedancia. Así como también la señales de entrada necesarias y salidas para el correcto funcionamiento de la misma. 🕈 Multi-Function Relay Editor - Relé de impedancia

Setting Base Secondary-1A	×	Lib	rary Info]
Category	Settings			
All Eurotional Scope	Label	Value	Units 🚽	
Power System Data 1	Line Angle	72,55	🕏 degrees	
Power System Data 2 General Settings	RE/RL(Z1)	0.837		
Distance Zones Circle	XE/XL(Z1)	0,8	•	
Distance Zones Quad	RE/RL(>Z1)	0,837	T	
	XE/XL(>Z1)	0.8077	•	
	K0 (Z1)	0,8127		
	Angle K0(Z1)	0	degrees degrees degrees	
	K0 (>Z1)	0.8127		
	Angle K0(>Z1)	0	degrees	
	RM/RL ParalLine	0	•	
	XM/XL ParalLine	0	Image: A state of the state	
	Trip2phFlt	3pole		
				^
				~

(a) Configuración relé de impedancia

Multi-Function Relay Editor - Relé de impedancia2

	Settings	Group Group B	~ Сору
~	Libra	y Info	Library
Settings			
Label	🚽 Value	🚽 Units 🚽	^
¢load (Ø-Ø)	45	degrees	
Op. mode Z1	Forward		
R(Z1) Ø-Ø	20.24	Ohms	
X(Z1)	7,78	Ohms	
RE(Z1) Ø-E	8,65	Ohms	
T1-1phase	0,005	sec	
T1-multi-phase	0.005	sec	
Zone Reduction	0	degrees	
lph>(Z1)	0.2	A	
Op. mode Z2	Forward		
R(Z2) Ø-Ø	24,28	Ohms	
X(Z2)	10,976	Ohms	
RE(Z2) Ø-E	10.178	Ohms	
T2-1phase	0.3	sec	~
	Settings Label \$ load (0-0) Op. mode Z1 R(Z1) 0-0 X(Z1) RE(Z1) 0-E T1-1phase Zone Reduction Iph>(Z1) Op. mode Z2 R(Z2) 0-0 X(Z2) RE(Z2) 0-E T2-1phase	Settings ↓ load (Ø-Ø) 45 45 Ø load (Ø-Ø) 45 45 Øp. mode Z1 Forward R(Z1) Ø-Ø 20.24 45 X(Z1) 7.78 6 T1-1phase 0.005 4 Zone Reduction 0 6 Iph>(Z1) 0.2 6 Qp. mode Z2 Forward 8 R(Z2) Ø-Ø 24.28 6 X(Z2) 10.976 6 RE(Z2) Ø-E 10.178 6 T2-1phase 0.3 6	Library Info Settings Label Value Units \$ load (0-0) 45 \$ degrees 0p. mode Z1 Forward Ohms X(Z1) 7.78 \$ object X(Z1) 7.78 \$ object T1-1phase 0.005 \$ object Zone Reduction 0 \$ object Iph>(21) 0.2 \$ A Op. mode Z2 Forward A R(Z2) Ø-Ø 24.28 \$ obms X(Z2) 10.976 Obms X(Z2) 10.976 Obms X(Z2) 0.3 \$ sec

(b) Configuración de zonas

 \times

 \times



(c) Salidas del relé de impedancia

🕈 Multi-Function Relay Editor - Relé de impedancia

mens A61									
urrent Vo	Itage Digital Source	e Ba	se						
hase									
	Terminal			ID		Туре	Prim. An	np Sec. A	mp Σ
lp1	Phase			CT9	~	Phase	400	1	
ŝround									
Ground	Terminal			ID			Туре	Prim Amp	Sec Amp

(d) Entradas del relé de impedancia

Figura 36: Configuración de parametros relé de impedancia.

×

Es importante destacar, que para distiguir el funcionamiento de las dos zonas de protección configuradas, se ha realizado una primera simulación con únicamente la zona 1 activa, con el fin de evaluar la precisión de actuación de dicha zona ante una falla en su región de protección.

El esquema mostrado en la figura 37, describe una falla trifásica a un 83 % de la longitud de la línea de transmisión. En este caso la protección detecta la falla y procede a realizar la apertura de los interruptores, iniciando con el interruptor 1.

La secuencia de eventos de detección y actuación del dispositivo de protección, se muestra en la figura 38. Donde se destaca que el tiempo de detección de la falla corresponde a 21.7 ms y la apertura de los interruptores CB1 y CB2, se da a los 71.7 ms y 105 ms respectivamente.



Figura 37: Diagrama unifilar con falla al 83% de la línea.

Sequence-of-Ope	eration Event	s - Output R	eport: Untitled				×
Data Rev: Base			Config: Normal			Date: 08-08-2021	
Study Type: Sing	Study Type: Single Fault					Fault Type: 3 Phase	
Location: Linea 3	34,5 kV @ 83%	from SE Mira	valle Barra 34.5kV				
Time (ms)	Device ID _	IO ID	ІО Туре	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition	
21,7	Relé de im	DO1	Relay Output	21,7		On	
71,7	CB1		Interlock	50		Tripped by Relé de impedancia2 - DO1	
71,7	CB2		Interlock	50		Tripped by Relé de impedancia2 - DO1	
L			Help		Close		

Figura 38: Secuencia de eventos falla al 83%

Posteriormente, se simula una falla al 90% de la longitud de la línea de transmisión manteniendo únicamente activa la zona 1 de protección cuadrilateral. En la imagen 39, se puede observar, que ninguno de los interruptores realiza la apertura, ya que la falla se detectó en una zona externa a la región de actuación de la zona 1, configurada a un 85%.

En la secuencia de eventos mostrada en la figura 40, permite visualizar de una manera más explicita que no se da la detección de la falla y por ende no actúa la protección en la zona 1.



Figura 39: Diagrama unifilar con falla al 90% de la línea.

Sequence-of-Operation Events	equence-of-Operation Events - Output Report: Untitled								
Data Rev: Base Co	onfig: Normal	Date: 12-11-2020							
Study Type: Single Fault	Study Type: Single Fault Fault Type: 3 Phase								
Location: Linea 34,5 kV @ 90%	Location: Linea 34,5 kV @ 90% from SE Miravalle Barra 34.5kV								
Time Device (ms) JD -	IO ID туре	T1 T2 (ms) Condition	*						
	Liele	Chara							

Figura 40: Secuencia de eventos falla al 90%. Únicamente zona 1 activa.

Finalmente, se realiza la misma prueba con una falla al 90% de la línea de transmisión, pero con la diferencia de que en este caso, la zona 2 ha sido activada.

El diagrama de esta prueba, es mostrado en la figura 41, en donde se aprecia la apertura de los interruptores. La secuencia de eventos mostrada por el simulador ETAP, se aprecia en la figura 42. Donde explicitamente indica que la falla fue detectada en 316 ms y la apertura de los interruptores en 366.7 ms.



Figura 41: Diagrama unifilar con falla al 90% de la línea con zona 2 de protección activa.

Sequence-of-Ope	eration Event	s - Output R	eport: Untitled				×
Data Rev: Base			Config: No	ormal		Date: 08-08-2021	
Study Type: Sing	ıdy Type: Single Fault					Fault Type: 3 Phase	
Location: Linea 3	14,5 kV @ 90%	from SE Mira	valle Barra 34.5kV				
Time (ms)	Device ID +	IO ID _	ІО Туре	T1 (ms) _	T2 (ms) _	Condition	*
316,7	Relé de im	DO1	Relay Output	316,7		On	
366,7	CB1		Interlock	50		Tripped by Relé de impedancia2 - DO1	
366,7	CB2		Interlock	50		Tripped by Relé de impedancia2 - DO1	
[Н	ielp	Clo	se	

Figura 42: Secuencia de eventos falla al 90% con zona 2 de protección activa.

En la figura 43, se muestra el diagrama MHO de la protección de distancia con los parámetros establecidos según los cálculos mostrados en la sección 3.



Figura 43: Diagrama MHO para los parámetros ajustados en la protección de distancia. ETAP.

4.5. Simulación en HYPERSIM del esquema con todas las variables definidas.

En esta sección se presentan y se discuten los resultados de la simulación del esquema de protección (diferencial e impedancia) en HYPERSIM, utilizando todos los parámetros establecidos previamente.

4.5.1. Simulación protección diferencial

De manera similar a lo realizado en el software de ETAP, se simulan distintos casos para la comprobación del correcto funcionamiento de los esquemas de protección utilizados. Inicialmente, se realiza la simulación de la protección diferencial. En la imagen 44, se muestran los parámetros de configuración para la protección diferencial. Es importante mencionar que HYPERSIM, cuenta en su librería únicamente con relé de protección diferencial para transformador, y se tiene que ubicar la configuración mostrada en dichas imágenes para que funcione como protección diferencial de línea. Esta información es proveída por el manual de ayuda al usuario de la plataforma.

	incrementery courses and one		General parameters Harmonic blocking and restraint	
f _x		**	General parameters Prannonic blocking and restraint	
Seneral parameters Harmonic blo	cking and restraint		Frequency 60	• H:
	Enable	Maximum level	Primary / Secondary connection YY0	*
Harmonic blocking			Primary / Tertiary connection N/A	•
70 Harmonic blocking			Winding votlage (L-L) CT ratio	
7R Harmonic blocking			Winding 1 34500 V	400
nd Harmonic		10.0 %	Winding 2 34500 V	400
th Harmonic		10.0 %	Winding 3 34500.0 V	400
h Harmonic		10.0 %	Rated current	5.0 A
d+4th Harmonic		10.0 %	87U pickup	8.0 pu
d+5th Harmonic		10.0 %	► 2-slope curve of 87R	
		10.0	Restraint Type Sum	-
armonic restraint			87R pickup 0.2 pu I breakpoint	2.0 pr
d and 4th Harmonic			Slope 1 0.3 Slope 2	1.5
armonic restraint uses the same I	evel settings as harmonic blocking, fo	or 2nd and 4th harmonic repectively.	Trin delay 0.04 s Reset delay	0.04 \$
t least one of the 2nd Harmonic a	and 4th Harmonic blocking needs to b	be enabled.		0.01
			OK Apply Revert Cancel	

(a) Configuración relé de protección diferencial.

(**b**) Parámetros generales relé de protección diferencial.

Figura 44: Configuración de parámetros relé de protección diferencial.

En la figura 45, se observa el diagrama utilizado para las simulaciones de los distintos casos, en este caso especifico se simula una falla a lo interno de la línea de transmisión. Para el caso de la plataforma HYPERSIM se debe colocar una barra «SWING» que será la barra de referencia, y según las epecificaciones de la plataforma esta debe ser de una magnitud tan grande que no se vea afectada por los cambios en el resto del sistema, por lo que se ha escogido un generador de 555 MVA, ya que se contaba con todos los datos de la máquina de esa magnitud.

Se ha seleccionado una carga considerable, que permita que circule una magnitud de corriente similar a la nominal que fluye por la línea de transmisión física. La cual ronda entre los 250 y 350 A rms.



Figura 45: Diagrama unifilar con falla a lo interno de la línea.

Una vez simulada la falla a lo interno de la línea de transmisión, se visualizan las señales de importancia. Cabe mencionar que se ha utilizado una falla trifásica que se da en 5 s y termina en 5.1 s. Las señales que se recopilan son, la corriente de falla, la corriente mediada en ambos extremos de la línea, las corrientes de entrada en el relé de protección diferencial y los comandos de los interruptores de potencia. Estas señales son apreciadas en las figuras 46 y 47. La figura 47 corresponde a un acercamiento de las señales de importancia.

El comportamiento adecuado de la protección diferencial se hace evidente al observar las figuras 46 y 47, principalmente la disminución de la corriente medida que tiende a ser 0 A durante el proceso de detección y despeje de la falla, en donde los interruptores de potencia se abren para disminuir las consecuencias de los efectos adversos a la falla.

Segundos después la corriente medida tiende a estabilizarse nuevamente volviendo a tener los valores de corriente nominal previamente establecidos por el sistema.



Figura 46: Señales de importancia de los eventos de falla interna a la línea.



Figura 47: Señales de importancia de los eventos de falla interna a la línea.Zoom.

Otro de los casos simulados es cuando se presenta una falla en la parte externa de la líneas, en este caso especifico se simula una falla en la barra de 34.5 kV en la S.T. Miravalles.

El comportamiento del sistema ante una falla externa se muestra en las figuras 48 y 49. La figura 48 hace referencia a las señales de importancia evaluadas con un acercamiento que permite ver de mejor forma las señales del sistema.

En las figuras 48 y 49 se muestra la corriente de falla que se introduce a los 6 s, y al encontrarse fuera de la zona de protección del esquema diferencia, la falla no es detectada por el relé, por lo cual no cambia el estado de los interruptores de potencia (los interuptores se mantienen cerrados), al ser una falla de magnitudes amplias, el sistema tiende a inestabilizarse, lo cual denota un problema grave ante una eventual salida de los esquemas de protección de la línea.



[HYP1] LT_PHLN_Miravalles_8_12_2020.exe - LAPTOP-38649QHA:1 - Ts: 50e-6 Perf: 1 Data Step: 1 - Real time - localhost - 2020/12/10 18:53:20.000000 Printed for luisd - C:\Users\luisd\OneDrive\Desktop\II Ciclo 2020\TFG Licenciatura\Propuesta Luis Aguilar\Simulacion\Capturas Pruebas Hypersim\Differencial\sensores.svt

Figura 48: Señales de importancia de los eventos de falla externa a la línea.

1/1



Figura 49: Señales de importancia de los eventos de falla externa a la línea.Zoom.

4.5.2. Simulación protección de impedancia

Para la simulación de la protección de impedancia se establecen los parámetros mostrados en la figura 50, lo más relevante en los parámetros mostrados corresponde a la impedancias de zona 1 y 2, las cuales están configuradas para actuar ante una falla detectada al 85% de la longitud de la línea de transmisión para la zona 1 y un 120% de la impedancia total de la línea para la zona 2.

Otro de los parámetros de mayor importancia para la configuración de este esquema de protección, en la configuración de la matriz de impedancia que tiene la línea de transmisión, para que el relé pueda detectar de manera adecuada las fallas en cada una de las zonas.

En la figura 51, se muestra la configuración de una falla a lo interno de la línea, específicamente en el km 16 medido desde la PHLN1, que corresponde a un 80% del total de la



longitud de la línea, por lo que es esperable que la zona 1 detecte la falla y realice la apertura de los interruptores de potencia.

(c) Parámetros de línea de transmisión.

Figura 50: Configuración de los parámetros generales para prueba de protección de impedancia.

🚧 [PI2] PI Line with Fa	ult - C:\Use	rs\luisd\OneDrive\De	sktop\II Ciclo 2020\1	FG Licenciatura\Pro	pu — 🗆	×
f _x						*•)
General Matrix Seque	ence Timi	ng				
Description						
EMTP (.pun) file for line	parameter	s calculation				
			Туре		Matrix 👻	
Fault distance from (+) side		Line and bas	se values		
Line 1	16.688 km				20.861	km
			Base power (perPhase)	100.000	MVA
			Base voltage	(rmsLN)	34.500	kV
			Base frequer	ю	60.000	Hz
		Phase A	Phase B	Phase C	Ground	
Fault resistance		0.000	0.000	0.000	0.000	Ω
Ropen		1.000E6	1.000E6	1.000E6	1.000E6	Ω
Rclose		1.000E-3	1.000E-3	1.000E-3	1.000E-3	Ω
Chopping current		0.000	0.000	0.000	0.000	А
		ОК Арр	ly Revert Ca	ancel		

Figura 51: Ajustes con falla al 80% de la línea.

En las figuras 52 y 53 se muestran las señales de importancia ante la falla accionada al 80% de la línea de transmisión. Como se aprecia en las imágenes, la falla se da en 5.1 s y es detectada por el relé 0.09 s después, lo que genera la apertura de los interruptores. Acción que se puede observar en el estado del interruptor, el cual fue abierto momentáneamente para despejar la falla.

Una vez que la falla ha sido eliminada el control del relé da la orden de reinicio y cierra los interruptores, por lo que el sistema vuelve a la normalidad tan solo un 0.2 s después de realizar el recierre.

Cabe mencionar, que para la realización de esta prueba se encuentra activado solo la zona 1 de protección del relé para observar su adecuado funcionamiento. Bajo esta premisa, también se realiza la simulación de una falla al 90 % de la longitud de la línea de transmisión, por lo que se espera que la protección no detecte la falla al estar únicamente la zona 1 activa.

Este comportamiento se ha probado y las señales obtenidas se muestran en la figura 55. En la misma se puede observar que el relé no detecta la falla y el interruptor no se abre, el sistema tiende a inestabilizarse permitiendo que pasen grandes magnitudes de corrientes a través del circuito.



Figura 52: Señales de importancia ante falla al 80% de la línea de transmisión



Figura 53: Señales de importancia ante falla al 80 % de la línea de transmisión. Zoom.

f_{x}	auit - C:\Use	rs\iuisa\OneDrive\De		IFG Licenciatura (Pro	pu — 🗆	~
General Matrix Sequ	ence Timi	ng				
Description						
EMTP (.pun) file for line	e parameter:	s calculation				
			Туре		Matrix 👻	
Fault distance from (+	+) side		Line and bas	se values		
Line 1		19.000 km	Line length		20.861	km
			Base power ((perPhase)	100.000	MVA
			Base voltage	(rmsLN)	34.500	kV
			Base frequer	псу	60.000	Hz
		Phase A	Phase B	Phase C	Ground	
Fault resistance		0.000	0.000	0.000	0.000	Ω
Ropen		1.000E6	1.000E6	1.000E6	1.000E6	Ω
Rclose	8	1.000E-3	1.000E-3	1.000E-3	1.000E-3	Ω
Chopping current		0.000	0.000	0.000	0.000	А
		ОК Арр	Kevert Ca	ancei		

Figura 54: Ajuste de falla al 90% de la línea.



Figura 55: Señales de importancia con falla al 90% de línea de transmisión. Únicamente zona 1 activa.



Figura 56: Señales de importancia con falla al 90% de línea de transmisión. Únicamente zona 1. Zoom. activa.

4.6. Comparativa entre ETAP y HYPERSIM

Los dos software de simulación cuentan con una interfaz gráfica que permite crear diagramas de bloques y cuentan con bibliotecas de dispositivos eléctricos que permiten generar diferentes redes y circuitos con detalles muy específicos.

Al estar programados para que se trabaje por medio de diagramas de bloques ambas herramientas se tornan sencillas para utilizar en cuanto a este aspecto, sin embargo la curva de aprendizaje del simulador HYPERSIM es más pronunciada al inicio, ya que se requiere obligatoriamente leer los manuales y entrenamientos proveídos por la compañía ya que cuenta con pequeños detalles que son necesarios previo a poder correr una simulación.

Aspectos como incluir en la red un bloque llamado «POW», correr el flujo de potencia previo a ver las señales reales del sistema y seleccionar elemento por elemento los sensores de cada uno de ellos para poder observar las señales deseadas, implica un mayor esfuerzo

para el usuario que lo trabaja por primera vez.

Una vez que se adquirido una mayor base de conocimientos en el programa Hypersim, se debe decir que cuenta con una biblioteca de dispositivos y variedad de los mismos mucho más amplia que la presente en ETAP, por otro lado ETAP se ha asociado con diferentes marcas del mercado eléctrico, lo que permite introducir un dispositivo específico a utilizar y con características más similares a los dispositivos reales.

Una de las características a favor de Hypersim es que cuenta con la simulación en tiempo real en su paquete básico, permitiendo que las redes simuladas tengan una dinámica mucho más similar a la que se encontraría su semejante real.

A su vez, Hypersim tiene versatilidad de que el usuario establezca una gran cantidad de parámetros diferentes para los diferentes dispositivos. por ejemplo para una unidad de generación hidráulica se cuenta con la posibilidad de ingresar desde los datos de reactancias de la máquina, pasando por los datos de excitación, estabilizador de potencia, regulador de velocidad, datos de la turbina hidráulica, datos del eje y de flujo de potencia en esa barra.

Otra de las grandes posibilidades con las que se cuenta en la herramienta de HYPERSIM, es que permite monitorear cada una de las señales existentes en el diagrama segundo a segundo, lo que provoca un mejor estudio de las dinámicas subtransitorias, transitorias y en estado estable de cada uno de los elementos de la red. Elemento trascendental en un estudio de protecciones.

La facilidad que presenta HYPERSIM de poder interactuar con otros softwares de simulación de control tales como SIMULINK, permiten al usuario crear diagramas complejos de control en esta herramienta sencilla de utilizar e integrarlos al esquema que lo requiere en la plataforma de HYPERSIM. Es una gran ventaja debido a que a niveles académicos, la herramienta de MATALB-SIMULINK es muy utilizada y gustada tanto por estudiantes como investigadores y profesores.

Comparación entre ETAP y HYPERSIM

Ventajas:

HYPERSIM

Interfaz gráfica fácil de utilizar

Visualización oscilográfica de cada señal de interés

Biblioteca de componentes extensa

Conexión con MATLAB-SIMULINK

Simulación en tiempo real en su paquete base

Ventajas:

ETAP

Software especializado en sistemas eléctricos

Entrega informes detallados de los eventos simulados

Curvas de coordinación de protecciones

Posibilidad de realizar estudios de cortocircuito

Convenio con casas de manufactura que proveen modelos y características de diferentes dispositivos.

Figura 57: Resumen comparativo entre software de simulación ETAP y HYPERSIM

Como parte de una evaluación cuantitativa entre los softwares de simulación, se compararon los tiempos de accionamiento de los interruptores ante diferentes fallas en el sistema, obteniéndose como resultados los mostrados en la tabla 14 15. En dichas tablas se puede apreciar que el tiempo de funcionamiento de los dispositivos de protección en ambos softwares es similar, sin embargo, se destaca la precisión que tiene el software de simulación de HYPERSIM, para mostrar los tiempos específicos en los que ocurren los eventos. En el software de ETAP se muestra la apertura de los interruptores de potencia por medio de ciclos de trabajo y no con tanta precisión como lo hace el software de HYPERSIM.

Cuadro 14: Comparación de tiempos entre softwares de simulación en secuencia de eventos ante distintas fallas en el sistema. Protección de impedancia

Proteccion de distancia									
Localización de la falla	HYPERSIM	Tiempo de señal	Tiempo apertura interruptor	ETAP	Tiempo de señal	Tiempo apertura interruptor			
80% de linea 80% de linea 80% de linea	Falla monofasica Falla bifasica Falla trifasica	35,97ms 32,94ms 33,40 ms	92,176ms 85,71ms 84,70ms	Falla monofasica Falla bifasica Falla trifasica	21,7 ms 21.7ms 21,7 ms	71,7 ms 71,7ms 71,7 ms			

Cuadro 15: Comparación de tiempos entre softwares de simulación en secuencia de eventos ante distintas fallas en el sistema. Protección diferencial

Proteccion diferencial									
Localización de la falla	HYPERSIM	Tiempo de señal	Tiempo apertura interruptor	ETAP	Tiempo de señal	Tiempo apertura interruptor			
Interna	Falla bifasica	30,6081 ms	86,558 ms	Falla bifasica	20 ms	70 ms			
Interna	Falla trifasica	29,5150 ms	83,850ms	Falla trifasica	20 ms	70 ms			

Algunas de las secuencias de eventos que reflejan los datos de los cuadros 14 15 se observan en las figuras 58 y 59 :
iequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled ×									
Data Rev: Base Study Type: Single Fault			Config: Normal			Date: 06-19-2021 Fault Type: Line-to-Line			
Location: Lir Time (ms)	Device	6 from SE Mira IO ID	IO Type	T1 (ms) _	T2 (ms)	Condition			
20	Relé Difere	DO1	Relay Output	20		On - Phase - 87			
20	Relé Difere	DO2	Relay Output	20		On - Phase - 87			
21,7	Relé de im	DO1	Relay Output	21,7		On			
70	CB1		Interlock	50		Tripped by Relé Diferencial - DO1			
71,7	CB1		Interlock	50		Tripped by Relé de impedancia2 - DO1			
103,3	CB2		Interlock	83,3		Tripped by Relé Diferencial - DO1			
105	CB2		Interlock	83,3		Tripped by Relé de impedancia2 - DO1			
				Help		Close			

(a) secuencia de eventos proteccion de impedancia. Falla Bifasica al 80% de la línea

Study Type: Single Fault Fault Type: Line-to-Line Location: Linea 34,5 kV @ 90% from SE Miravalle Barra 34.5kV Time (ms) Device IO ID IO Type T1 T2 Condition	
Location: Linea 34,5 kV @ 90% from SE Miravalle Barra 34.5kV Time (ms) Device IO ID ID IO Type T1 T2 Condition ID ID ID Type (ms) Condition	
Time (ms) Device IO ID Condition	
20 Relé Difere DO1 Relay Output 20 On - Phase - 87	
20 Relé Difere DO2 Relay Output 20 On - Phase - 87	
70 CB1 Interlock 50 Tripped by Relé Diferencial - DO1	
103,3 CB2 Interlock 83,3 Tripped by Relé Diferencial - DO1	
B16,7 Relé de im DO1 Relay Output 316,7 On	
366,7 CB1 Interlock 50 Tripped by Relé de impedancia2 - C	001
400 CB2 Interlock 83,3 Tripped by Relé de impedancia2 - C	001

(b) secuencia de eventos proteccion de impedancia. Falla Bifasica Falla Bifasica al 90 % de la línea

Figura 58: Secuencia de eventos obtenida desde simulaciones en ETAP ante diferentes fallas.

SV Cursor Region Inform	Cursor Region Information								
Signal	Min Value	Min @	Max Value	Max @	Max - Min	Average	RMS value	Diff RMS %	I Ş
DEV1.i	0.0	4.814407606060554	1.0	5.0334076060600434	1.0	0.2723931391233324	0.5219129612524798		0.0 ^
DEV1.Trip	0.0	5.083357606059927	7.0	4.814407606060554	7.0	6.046624013068336	6.505871816403883		0.0
CB3.STATEa	0.0	5.084807606059924	1.0	4.814407606060554	1.0	0.8657092295126599	0.9304349679115999		0.0
CB4.STATEa	0.0	5.084707606059924	1.0	4.814407606060554	1.0	0.865573101007351	0.9303618118814588		0.0
PI2.CMDa_FLT	0.0	4.814407606060554	1.0	5.000007606060121	1.0	0.06806425265450586	0.2608912659605642		0.0
			(1 = 4.81441E0 x2 = 5.5	4896E0 slope = 0.000 ;	Δx = 734.55E-3 1/Δx = 1	1.361			~
			AL - 010	Class					
				Close					

(a) secuencia de eventos proteccion de impedancia. Falla Trifasica

SW Cursor Region Info	rmation								>	<
Signal	Min Value	Min @	Max Value	Max @	Max - Min	Average	RMS value	Diff RMS %		Ę
DEV1.i	0.0	4.698014978868727	1.0	5.0329649788679465	1.0	0.2585104321426264	0.508439211846044		0.0	^
DEV1.Trip	0.0	5.08291497886783	7.0	4.698014978868727	7.0	6.095213487500807	6.531959461945982		0.0	
CB3.STATEa	0.0	5.085764978867823	1.0	4.698014978868727	1.0	0.8743621213099929	0.9350733240286523		0.0	
CB4.STATEa	0.0	5.0857149788678235	1.0	4.698014978868727	1.0	0.8742975259996124	0.9350387831526629		0.0	
PI2.CMDa_FLT	0.0	4.698014978868727	1.0	5.000014978868023	1.0	0.06459531038046638	0.2541560748447032		0.0	
Imeas1.a	-1044.218994140625	5.049064978867909	1970.3297119140625	5.007364978868006	3014.5487060546875	42.94144820872491	401.8204300340722		0.0	
										~
		х	(1 = 4.69801E0 x2 = 5.4	47201E0 slope = 0.000	$\Delta x = 774E-3$ $1/\Delta x = 1$.292				
				Close						

(b) secuencia de eventos proteccion de impedancia. Falla Bifasica

Figura 59: Secuencia de eventos obtenida desde simulaciones en HYPERSIM ante diferentes fallas.

En ambos casos se pueden observar valores de apertura de los interruptores similares y dentro del rango de tiempos esperados, con una mayor precisión en los datos mostrados en las secuencias de eventos del simulador HYPERSIM.

5. Consideraciones reglamentarias y económicas para la adiquisición de equipos

En este capitulo se describen los requerimientos administrativos para la adquisición de equipos y específicamente el reglamento que rige las compra y contrataciones en la ESPH. Adicionalmente, se analiza los aspectos económicos para la adquisición e implementación de la protección diferencial de línea para la PHLN1.

5.1. Requerimientos para adquisición de equipos

En este proyecto se busca proponer a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia la adquisición e implementación de equipos de protección para un esquema de protección diferencial de línea como protección principal. Para poder realizar dicha propuesta, es necesario tomar en cuenta los requerimientos de la empresa para la adquisición de equipos. Dichos requerimientos se presentan en el *Reglamento de Compras y Contrataciones de la ESPH, S.A.* y se resumen en este sección.

En primer lugar es importante conocer los requisitos necesarios para los trámites de compra, expuestos en el artículo 22 del reglamento:

- Las gestiones que se hagan ante el Proceso de Administración de Contratos y Gestión de Compras para la compra de bienes y/o servicios deberán iniciarse con la respectiva Autorización de Compra en su último estado; salvo casos especiales (ej. financiamiento externo debidamente autorizado).
- Toda compra que efectúe la ESPH, S.A., deberá responder a una necesidad justificada orientada a cumplir oportunamente con el planteamiento Empresarial.
- Las compras se efectuarán bajo criterios y condiciones establecidas para cada contratación a precios razonables, calidad adecuada a las necesidades; con base en especificaciones técnicas.
- Todos los Procesos o negocios que intervengan en el proceso de compra deberán agilizar el despacho de los documentos con tal de que los trámites no sufran demoras injustificadas.

Para este proyecto, nos interesan los requerimientos para compras *directas* (menores a \$150,000), las cuales según el artículo 28 serán autorizadas por los Líderes de Procesos o negocios, sin requerir su presentación ante la Comisión. El plazo mínimo para recibir ofertas es de tres días hábiles. El Proceso de Administración de Contratos y Gestión de Compras, tramitará las compras directas conforme a los siguiente:

- Para satisfacer la necesidad de servicios públicos, será necesario el respaldo de al menos tres invitaciones.
- Se podrán realizar compras inmediatas hasta por \$5,000,00. Para esto se necesitará únicamente especificaciones técnicas.

- En las compras de hasta \$15,000,00 será necesario el respaldo de al menos dos invitaciones.
- Las compras de \$15,001,00 a \$75,000,00 se deberán respaldar con al menos tres invitaciones.
- Las compras de \$75,001,00 a \$150,000,00 se deberán respaldar con al menos cuatro invitaciones.
- Las contrataciones de servicios profesionales hasta \$60,000,00, como monto máximo y para cada evento debidamente justificado, se respaldará con al menos dos invitaciones para montos iguales o inferiores a \$30,000,00 y con tres hasta montos iguales o inferiores a \$60,000,00.

5.2. Estudio económico

Considerando los requerimientos solicitados por la ESPH para la adquisición de equipos, se realiza un estudio económico para la formulación y ejecución del proyecto.

Según las especificaciones del proyecto, algunas de las características generales buscadas en la protección diferencial se presentan a continuación:

- Relé de 3 polos con un tiempo de disparo mínimo de 19 ms.
- Protección diferencial con algoritmo adaptativo para máxima sensibilidad y estabilidad.
- Protección de respaldo direccional.
- Detección de fallas a tierra en sistemas de potencia compensados o aislados.
- Detección de saturación del transformador de corriente.
- Localizador de fallas.
- Protección de arco eléctrico.
- Alivio automático de frecuencia para desprendimiento de carga con baja frecuencia.
- Protección de subtensión de potencia reactiva direccional.
- Detección de señales de corriente y tensión hasta con 50 armónicos.
- Editor de lógica gráfica para crear potentes funciones de automatización en el dispositivo.
- Conector RJ45 integrado para DIGSI 5 e IEC 61850.

- Comunicación de datos de protección en serie a través de fibras ópticas, conexiones de dos hilos y redes de comunicación.
- Transmisión de datos confiable a través de los protocolos de redundancia PRP y HSR.
- Amplia funcionalidad de seguridad cibernética como RBAC.
- Unidad de medida de fasores o PMU.
- Sincronización de tiempo utilizando IEEE 1588.
- Registro de fallas con un tiempo de registro máximo de 80 s a 8 kHz o 320 s a 2 kHz.

Debido a lo anterior, la protección diferencial recomendada es la 7SD82. La protección diferencial 7SD82 es un dispositivo de la serie SIPROTEC 5 de la empresa SIEMENS. Este dispositivo se caracteriza por ser compacto y de bajo costo. Además, cuenta con múltiples funciones de protección eléctrica y seguridad cibernética y es apropiado para aplicaciones de media y alta tensión. En la figura 60 se muestra una imagen del dispositivo.



Figura 60: Protección diferencial 7SD82

Cotizando directamente con SIEMENS, se obtiene un costo aproximado del equipo y se presenta en el cuadro 16.

Descripción	Precio (\$)
Equipos e instalación	40000
Mano de obra y otros gastos	15000

Cuadro 16: Análisis económico

Según el cuadro anterior, el proyecto tendría un costo aproximado total de \$ 55000 y según los requerimientos de adquisición de equipos se clasifica como una compra de tipo directa, por lo que sería autorizada directamente por los Líderes de Procesos o Negocios sin requerir su presentación ante la Comisión.

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Al momento de iniciar el estudio, el sistema de protecciones de linea de transmisión de PHLN1, no cumple con lo establecido en el documento llamado «REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS GENERADORASQUE SE CONECTAN AL SEN».
- 2. La característica de restricción porcentual que determina si la relación de operación versus restricción está en la región de restricción o en la región disparo afecta a la configuración. La característica escogida es de doble pendiente ya que proporciona una relación de operación menor a bajas corrientes y una relación de alta pendiente para corrientes altas, proporcionando un mejor equilibrio entre la sensibilidad y la seguridad.
- 3. La simulación en tiempo real de los sistemas de potencia es una herramienta que tiene la ventaja de entregar resultados más rápidos y con un mayor grado de precisión en comparación con un sistema de simulación fuera de línea. Reduce los costos de pruebas a un modelo específico y mejora los parámetros de diseño por medio de las pruebas realizadas a los modelos simulados.
- 4. Los procedimientos de cálculo utilizados permiten establecer los valores de ajuste adecuados para la eventual configuración del relé de protección diferencial.
- 5. Debido al alto grado de selectividad que brinda el esquema de protección diferencial se considera el más adecuado para la discriminación de fallos externos al elemento protegido, en este caso específico la línea de transmisión.
- 6. Al presentar las características mostradas en la sección 5, tales como la protección diferencial con algoritmo incluso adaptativo, localizador de fallas, protección de respaldo direccional, protección de arco eléctrico, se escoge el modelo de relé diferencial SIEMENS 7SD82.
- 7. Al comparar resultados de tiempos de accionamiento de las protecciones mediante la secuencia de eventos ante distintas fallas entre los dos softwares de simulación, se obtienen tiempos de apertura de los interruptores similares, pero con una mayor de cifras significativas en los tiempos mostrados por el software de HYPERSIM lo que permite observar con una mayor precisión el momento en el que sucede cada evento durante una falla en el sistema.
- 8. Mediante la simulación de sistemas de potencia con el software de ETAP, se logran realizar pruebas relevantes para los sistemas de protección, tales como, modelado de lineas de transmisión, estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones y secuencias de eventos, que permiten un mejor diseño y configuración del sistema de protecciones requerido para un adecuado funcionamiento en las plantas de generación.

6.2. Recomendaciones

- 1. Es necesario revisar el esquema de disparo propuesta contra las demás protecciones de interés para lograr una coordinación adecuada entre las mismas. Esto se debe verificar en la puesta en marcha de los relés 87L.
- 2. Se recomienda utilizar la protección diferencial como elemento primario de protección con el fin de mejorar la selectividad del sistema de protección, con un esquema de protección de impedancia como protección de respaldo.
- 3. Se recomienda ajustar la protección de impedancia con un retardo adecuado para que funcione de manera correcta el esquema de protección de respaldo.
- 4. Realizar una inspección a los módulos de protecciones existentes tanto en la planta hidroeléctrica Los Negros 1 como en S.T. Miravalles con el fin de corroborar que existen los espacios físicos para la instalación de los equipos de protección diferencial a implementar.
- 5. La utilización de sistemas de simulación en tiempo real es una herramienta que facilita el análisis de sistemas de potencia y protecciones. Esto se atribuye a la capacidad de procesamiento de sistemas complejos y su rapidez de simulación, lo que permite disminuir costos de pruebas de plantas físicas. Por lo que se recomienda la implementación de esta herramienta para realizar estudios de desempeño de dispositivos de protección y sistemas de potencia.

6.3. Trabajos a futuro

En el presente estudio ha sido importante la colaboración con la empresa ESPH. Para trabajos a futuro es importante encontrar el acercamiento con diferentes empresas distribuidoras, con el fin de darle un uso más industrializado a la herramienta de simulación en tiempo real mediante el software de HYPERSIM y la interfaz de OPAL-RT.

Es destacable la importancia que puede tener la utilización de un amplificador de señales que permita implementar dispositivos físicos de protección como relés digitales, en un sistema de potencia simulado en el software de HYPERSIM, con lo que se lograrían hacer pruebas de ajustes de parámetros y coordinación de protecciones en los relés físicos, previo a la incorporación en el sistema eléctrico real. Esta práctica contribuiría a una incorporación más expedita de los dispositivos de protección en el sistema real ya que se conocería de antemano el comportamiento de dichos dispositivos ante diferentes escenarios de falla en el sistema.

Ya que HYPERSIM no es únicamente un software de simulación de de protecciones y abarca todo el sistema eléctrico, se pueden implementar estudios de elementos que mejoren la estabilidad y la eficiencia de los sistemas eléctricos de potencia, un caso especifico pueden ser los reguladores de tensión.

Finalmente, sería interesante implementar pruebas de implementación de equipo en el lazo (Hardware in the loop o HIL). En este método de simulación, el sistema en donde

opera un elemento en específico se simula en tiempo real mediante un modelo determinado previamente y de esta forma es posible realizar distintas pruebas físicas en el mismo. Aplicar esta técnica sería muy útil para ampliar el esquema de simulación y así tener una mejor idea de como es el comportamiento del equipo una vez implementado en el sistema real.

6.4. Hallazgos obtenidos

- 1. Se realizó la simulación de un sistema eléctrico real, en este caso especifico el correspondiente a la linea de transmisión PHLN1. Añadiendo a los bloques de la librería de HYPERSIM, los parámetros reales de dicha red.
- 2. Se configuró la protección diferencial de transformador para cumplir el rol de una protección diferencial de linea de manera adecuada y se obtuvieron resultados esperados.
- 3. Se obtuvieron las secuencias de eventos en el sistema ante distintos escenarios de fallas a las que fue sometido el sistema.
- 4. Se obtuvo el diagrama MHO para los parámetros ajustados en la protección de distancia con ETAP.
- 5. Los flujos de potencia de ETAP, permiten obtener información detallada y especifica sobre las corrientes de cortocircuito segun las especificaciones ANSI e IEC.

Anexos

Anexo 1: Características del relé SIEMENS 7SD82

SIEMENS SIPROTEC 5 Configuration May 6, 2020 5:30 PM

Device: 7SD82 Differential Prot. 3-p. 2-end protection

Product code

Short: P1B49188

Long: 7SD82-DAAA-AA0-0AAAA0-AG1411-12111A-DBA000-000AB0-HB1BD4-JZ0



Firmware: Current version Housing width: 1/3 x 19" Housing type: Flush mounting Binary inputs: 11 Binary outputs: 9 Standardrelays Current transformers: 4 for protection Voltage transformers: 4 standard Measuring-transducer inputs: 0 (20 mA or 10 V, fast) 0 (20 mA, standard) CPU: CP100 Modules in 19" row 1: IO102, PS101 Modules in 19" row 2: LEDs/Push-buttons: 16 LEDs **Operation Panel:** Integrated Key switch: Without Display type: Small display Front Design: Standard Power Supply: DC 110 V-250 V, AC 100 V-230 V Communication/Plug-in modules: Communications encryption: Normal Integrated Ethernet port J: for DIGSI 5 USART-AD-1FO: 1 x optic serial 2 km, 820 nm, ST connector, for serial protocols, Plug-in module position E: e.g. IEC60870-5-103, DNP3.0 etc. and protection interface Plug-in module position F: ETH-BA-2EL: 2x electric Ethernet 100 Mbit/s, RJ45 Communication Protocols: applicable for DIGSI 5, IEC 61850-8-1 MMS and GOOSE, IEC 60870-5-104, DNP3 TCP, Modbus TCP, Synchrophasor (IEEE C37.118 - IP), Profinet IO, SUP,

DHCP, SNTP, SNMP, etc. Redundancy protocols: Line Mode, RSTP, HSR, PRP

SIEMENS SIPROTEC 5 Configuration May 6, 2020 5:30 PM

<u>Functions:</u> Function points class:

Base + 75 function points

Note on function-points class

The function-points class results from the sum of the function points of the selected functions. You can apply these functions as selected. The device allows also each other selection of functions as long as the sum of the required function points is within the selected function-points class. With the maximum function-points class of 1400 it is possible to activate all the functions in the device. The function-points exceeding 1400 are free of charge. In the engineering phase DIGSI 5 checks that the selected configuration is suitable (capable of running in the device) before loading it to the device.

Miscellaneous: Warranty: Firmware:

5 years Current version

SIPROTEC 5

Configuration

May 6, 2020 5:30 PM

Always Add selected Result ANSI x Value = Points Function Abbr. included Qty. Qty. Protection functions for 3-pole tripping 3-pole Ψ. Ų, 25 Synchrocheck, synchronization function Sync 60 = х 32, 37 P<>, 10 = Power protection active/reactive power х Q<> Undervoltage protection: "3-phase" V< 27 5 = х or "positive-sequence system V1" or "universal Vx" Undervoltage-controlled reactive power Q>/V<х 15 = protection 37 Undercurrent |< 10 = х 38 Temperature supervision > Ψ. 46 Negative-sequence overcurrent 12> 10 = х protection 46 Negative-sequence overcurrent l2>, 15 = х protection with direction (V2,I2) 47 Overvoltage protection, negative-V2> 5 = х sequence system 49 Thermal overload protection 10 = , l²t х 50N/ Overcurrent protection, ground IN> ¥ V 51N TD 50/51 Overcurrent protection, phases |> 2x 30 = 2x Х TD SOTF Instantaneous tripping at switch onto Ψ. Ý fault 50HS Instantaneous high-current tripping |>>> 4 50/51 Overcurrent protection with positive-11> Ų, TD sequence current I1 (from V7.9) 50N/ Overcurrent protection, 1-phase IN> Ų, 51N TD 50Ns/ Sensitive ground-current detection INs> 15 = х 51Ns for systems with resonant or isolated neutral systems incl. a) 3I0>, b) admittance Y0>, c) 3I0-harm> (from V7.8)

Functional scope 7SD82 Differential Prot. 3-p.:

SIPROTEC 5

Configuration

May 6, 2020 5:30 PM

Functional scope 7SD82 Differential Prot. 3-p.:

			Always	Add selec	ted			Res	sult
ANSI	Function	Abbr.	included	Qty.	x '	Value =	Points		Qty.
	Ground-fault detection via pulse pattern detection; Note: this stage additionally requires the function 50Ns/51Ns or 67Ns "Sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral"	IN-pulse			х	15	=		
	Intermittent ground-fault protection	lie>			х	20	=		
50BF	Circuit-breaker failure protection, 3-pole	CBFP		1	х	15	=	15	1x
50RS	Circuit-breaker restrike protection	CBRS			х	20	=		
51V	Overcurrent protection, voltage dependent	t=f(I,V)			x	10	=		
59, 59N	Overvoltage protection: "3-phase" or "zero-sequence system V0" or "universal Vx"	V>			x	5	=		
60	Voltage-comparison supervision	U>			х	5	=		
67	Directional overcurrent protection, phases	l>, (V,I)		1	x	40	=	40	1x
67N	Directional overcurrent protection for ground faults in grounded systems	IN>, (V,I)			x	30	=		
67Ns	Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral incl. a) 3I0>, b) V0>, c) Cos-/ SinPhi, d) Transient ground-fault fct., e) Phi(V,I), f) admittance				х	30	=		
	Directional stage with a harmonic; Note: this stage additionally requires the function "67Ns Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral"	(V0h,I0h)			х	10	=		
	Directional intermittent ground-fault protection	lie dir>			x	20	=		
74TC	Trip-circuit supervision	TCS	×.						Ŵ.
74CC	Closed-circuit supervision (from V7.9)	CCS			х	5	=		
79	Automatic reclosing, 3-pole	AR			х	45	=		
81	Frequency protection: "f>" or "f<" or "df/ dt"	f<>; df/ dt<>			x	5	=		
81U	Underfrequency load-shedding	f<(UFLS)			х	15	=		

SIPROTEC 5

Configuration

May 6, 2020 5:30 PM

Functional scope 7SD82 Differential Prot. 3-p.:

			Always	Add selecte	d	F	Result
ANSI	Function	Abbr.	included	Qty. x	Value =	= Points	Qty.
	Vector-jump protection	>		x	20	=	
86	Lockout		×				×.
87N T	Restricted ground-fault protection	IN		x	15	=	
87L	Line differential protection for 2 line ends	I	~				¥.
87L	Differential protection for lines with 3 to 6 ends (dependent on significant properties)	I	~				~
87L/ 87T	Option for line differential protection including power transformer	I		X	100	=	
	Option for line differential protection charging-current compensation	I		X	40	=	
	Broken-wire detection for differential protection		×				¥.
90V	Automatic Voltage controller for two- winding transformer			X	150	=	
90V	Automatic Voltage controller for two- winding transformer with parallel operation			x	180	=	
	Number of two-winding transformers with parallel operation (Note: only together with the function "Automatic Voltage controller for two-winding transformer with parallel operation")		2x	x	5	=	2x
FL	Fault locator, single-sided	FL-one	~				÷.
FL	Fault locator plus (from V7.9)	FL plus		x	45	=	
PMU	Synchrophasor measurement	PMU		x	40	=	
AFD	Arc-protection (only with plug-in module ARC-CD-3FO)		v				Ŷ
	Measured values, standard		×.				Ŵ.
	Measured values, extended: Min, Max, Avg			X	3	=	
	Basic PQ measurements: THD and harmonics (from V8.01)		~				Ŷ
	Switching statistic counters		<u>v</u>				Ŵ.

SIPROTEC 5

Configuration

May 6, 2020 5:30 PM

			Always	Add sele	cted		R	esult
ANSI	Function	Abbr.	included	Qty.	x \	/alue	= Points	Qty.
	Circuit-breaker wear monitoring	Ix, I²t, 2P			х	10	=	
	CFC (Standard, control)		×.					×
	CFC arithmetic				х	40	=	
	Switching sequences function		×.					× -
	Inrush current detection		Ж					<u> </u>
	External trip initiation		<u> 2</u>					<u> </u>
	Control		<i></i>					×
	Fault recording of analog and binary signals		~					~
	Monitoring and supervision		Ж					<u> </u>
	Protection interface, serial		<u> </u>					×.
	Circuit-breaker		4x		х	3	=	4x
	Disconnector/Grounding switch		4x		х	3	=	4x
	Region France: Overload protection for lines 'PSL-PSC'				х	10	=	
	Region France: Overcurrent protection 'MAXI-L'				х	10	=	
	Region France: Power-system decoupling protection 'PDA'				x	10	=	
	Region France: Overload protection for transformers				х	10	=	
	Frequency-tracking groups (from V7.8)		×.					× -
	Temperature acquisition via communication protocol		~					~
	Cyber Security: Role-Based Access Control (from V7.8)				х	25	=	
						Sı	រm: ។	55

Functional scope 7SD82 Differential Prot. 3-p.:

Anexo 2: Unifilar Miravalles

•



Referencias

- Anderson, J. B., Anderson, M., Eden, M., El-Hawary, M. E., Furui, S., Haddad, A. H., ... Stump, K. B. (s.f.). *Series Editorial Advisory Committee* (Inf. Téc.).
- Bélanger, J. (2010). The What, Where and Why of Real-Time Simulation. *IEEE*, 1–43.
- Blume, S. W. (2016). Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional: Second Edition. *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional: Second Edition*, 1–235. doi: 10.1002/9781119180227
- Bo, Z. Q., He, J. H., Dong, X. Z., Caunce, B. R., y Klimek, A. (2006). Integrated protection of power systems. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES. doi: 10.1109/pes.2006.1709019
- Brand, K.-p., y Mesmaeker, I. D. (1995). Power System Protection. *IEEE Power Engineering Review*, 15(9), 33. doi: 10.1109/MPER.1995.410272
- Breeze, P. (2006). Power generation technologies. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 22(4), 63. doi: 10.1109/MEI.2006.1678457
- Buttazzo, G. C. (2011). Hard Real-Time Computing Systems: Predictable Scheduling Algorithms and Applications, 3rd Edition (Real-Time Systems Series) (Inf. Téc.). Descargado de http://www.springer.com/series/6941
- Cruz, J. (2016). *Optimización monetaria de la curva de generación eléctrica de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A* (Tesis Doctoral no publicada). Tecnológico de Costa Rica.
- Dambhare, S., Soman, S. A., y Chandorkar, M. C. (2009). for Transmission-Line Protection. , 24(4), 1832–1841.
- Energy, S. T. E. (s.f.). CONSTRUCTORA LOS NEGROS CLIENT 5519-LOS NEGROS II PROJECT COSTA RICA PLACE (Inf. Téc.). Descargado de www.ste-energy.com
- ETAP. (2012). *Detalle de Software*. Descargado de https://etap.com/
- Figueroa, J. (s.f.). *PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS* (Inf. Téc.). Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño.
- Glover, D. (2010). *POWER SYSTEM ANALYSIS AND DESIGN* (FIFTH EDIT ed.). Cengage Learning ALL.
- Hayes, B. (2005). Chapter 5 Power Plants.
- Ibarra, L., Rosales, A., Ponce, P., Molina, A., y Ayyanar, R. (2017, 6). Overview of real-time simulation as a supporting effort to smart-grid attainment. *Energies*, 10(6). doi: 10.3390/ en10060817
- Khatib, H. (2012). Energy Efficiency and Electrical Power Generation. *Energy Efficiency A Bridge to Low Carbon Economy*(March 2012). doi: 10.5772/38173
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control P. Kundur 1994* (Electric Pow er R esearch Inst'Itùt, Ed.).
- Mason, R. (s.f.). The Art & amp; Science Of Protective Relaying. Russel mason: GE.
- Mazzoni, O. S. (2019). Elements of a Power System . The Alternating Current One-Line Diagram.
- Nasser, T. (2008). Power Systems Modelling and Fault Analysis (Inf. Téc.). Burlington.
- Noureen, S. S., Roy, V., y Bayne, S. B. (2018, 2). An overall study of a real-time simulator and application of RT-LAB using MATLAB simpowersystems (Vol. 2017-November). doi:

10.1109/IGESC.2017.8283453

- REQUISITOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS GENERADORAS QUE SE CONECTAN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (Inf. Téc.). (s.f.).
- Rojas Sibaja, J. (2019). *Simulación de fallas en redes eléctricas utilizando dispositivos de protección físicos en el OPAL-RT* (Tesis Doctoral no publicada). Universidad de Costa Rica.
- Sancho Chaves, R., y Morales Jiménez, A. (2002). Evaluación del efecto del acople mutuo en los relevadores de impedancia por medio del simulador en tiempo real hypersim (Tesis Doctoral, Universidad de Costa Ricga). Descargado de http://koha.inii.ucr.ac .cr/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=24337
- Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia (Primera ed.). Mexico: McGRAW-HILL.
- Tagare, D. M. (2011). ELECTRICITY HISTORY-A REVIEW AND THE ROAD AHEAD. En (IEEE ed., cap. 1).
- Thompson, M. J. (2011). Percentage restrained differential, percentage of what? En *2011 64th annual conference for protective relay engineers* (pp. 278–289). doi: 10.1109/CPRE.2011 .6035629
- Valle, R. (2018). *Estudio de Coordinación de protecciones ampliación Los Negros 2 Mogote 230 kV* (Inf. Téc.). Costa Rica: SOELMEC.
- Villamagna, N., y Crossley, P. A. (2006, 1). A CT saturation detection algorithm using symmetrical components for current differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(1), 38–45. doi: 10.1109/TPWRD.2005.848654
- Ward, S., y Erwin, T. (s.f.). *Current Differential Line Protection Setting Considerations* (Inf. Téc.).
- Zaglul Fiatt, A. (2007). Desarrollo de un procedimiento de pruebas para una protección diferencial de transformador utilizando el simulador digital Hypersim (Tesis Doctoral, Universidad de Costa Rica). Descargado de http://koha.inii.ucr.ac.cr/ cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=23195&query_desc=kw%2Cwrdl% 3A%20DESARROLLO%20DE%20UN%20PROCEDIMIENTO%20DE%20PRUEBAS