



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



José Ignacio Gajardo Escobar

Modelos para analizar comportamiento esquemas de protecciones en sistemas de transmisión de alta tensión

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, Abril de 2018



Modelos para analizar comportamiento esquemas de protecciones de sistemas de transmisión de alta tensión

José Ignacio Gajardo Escobar

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Patricio Robles C.

Profesor Guía

Sr. Paulino Alonso R.

Segundo Revisor

Sr. Sebastian Fingerhuth M.

Secretario Académico

Valparaíso, Abril de 2018

A mi padre José Luis Gajardo García, a mi madre Milena Valeska Escobar Del Valle, a mi querida novia Ayleen Natalia Heredia Elgueta y todos mis hermanos y amigos, sin estas personas nada hubiera sido posible.

Agradecimientos

Primeramente agradecer a Dios por darme la oportunidad de estudiar Ingeniería, a mis padres que sin ellos esto nunca hubiera sido posible, que, durante mi estancia en la universidad me brindaron un apoyo incondicional día a día.

También agradecer a mi profesor guía Patricio Robles Calderón por su colaboración en este proyecto, su sabiduría y su vocación como profesor fueron un pilar importante en el desarrollo de este estudio. Gracias a mi profesor Paulino Alonso por sus consejos y conocimiento aportados.

Finalmente dar las gracias a todas las personas que estuvieron conmigo en los momentos difíciles brindando el apoyo incondicional que siempre se necesita.

Valparaíso, Abril de 2018

José Ignacio Gajardo Escobar

Resumen

El desarrollo de este Trabajo de Titulación está enmarcado por la problemática que existe en sistemas con compensación serie y la utilización de protecciones basadas en la medición de impedancia. La protección de distancia (impedancia) basa su funcionamiento en cálculos hechos a partir de mediciones de tensión y corriente. Dicha medición se ve afectada por la inclusión de condensadores en serie al circuito. A pesar de que existen mecanismos de mitigación se ha comprobado mediante simulaciones en el Software Digsilent que aun así hay problemas asociados a sistemas con compensación serie. Producto de esto, se analizarán dos modelos de protección distintos, asociados a sistemas con compensación serie. Se realizará una comparación del relé Siemens 7SA612 con la aplicación de una Red de Área Amplia (Red WAN), lo que se aplicará a los trabajos de interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

En primera instancia se realiza una propuesta de ajustes para el relé Siemens 7SA612, obteniendo malos resultados. Tras aplicar 10 fallas en la línea de transmisión se obtiene un 30% de error en reconocimiento de direccionalidad del relé. Por este motivo se analiza una segunda alternativa para otorgar protección a sistemas con compensación serie. Teniendo presente la incertidumbre que tienen las protecciones que son utilizadas en sistemas con compensación serie, se considera la propuesta de un segundo modelo, una red de área amplia (Red WAN). Una Red WAN está compuesta por elementos de telecomunicación que permiten tener un flujo de información rápida y confiable. Esto aplicado a sistema de protección se complementa con unidades de medición fasorial (PMU), es decir, mediante la utilización de una red WAN con unidades PMU se puede tener un flujo de datos de tensión y corriente prácticamente en tiempo real, lo que permite un aumento de la confiabilidad del sistema mediante la automatización del esquema de protecciones.

La propuesta del segundo modelo de protección consta de la arquitectura completa de la red WAN, utilizando los elementos de telecomunicación y protección que ofrece la empresa multinacional Schweitzer (SEL). La valorización económica de ambos modelos de protección toma importancia en un estudio como este, ya que, existe una variación amplia en cuanto al costo de la implementación del modelo 1 (Ajuste relé Siemens 7SA612) y del modelo 2 (Red WAN), la valorización económica del segundo modelo incorpora todos los costos asociados a los equipos, teniendo presente los valores actuales que ofrece Schweitzer. La valorización del relé Siemens 7SA612 solo consta del valor comercial que tiene este.

Palabras claves: Compensación serie, protección, interconexión, Sistema de protección de condensadores, simulación, Resonancia Subsincrónica.

Abstract

The development of this work is framed by the existing problems in serial compensation systems and the use of impedance based protections. The distance protection (Impedance) is based on calculations made from measurements of voltage and current. Such measures are influenced by the inclusion of serial capacitors to the circuit. Although there are mitigation mechanisms that have been proven through simulations in Digsilent software, there are still problems associated with serial compensation systems. The measurement problem is caused by a defective polarization of the relay, that is, the resulting measure of the potential transformer varies with the degree of compensation that exists in the line, giving incongruent values in terms of address recognition in a fault event.

In the first instance, a proposal of adjustments for the Siemens 7SA612 system is made, obtaining poor results. After applying 10 faults in the transmission line, a 30% error is obtained in recognition of relay directionality. For this reason, a second alternative is analyzed to grant protection to serial compensation systems. Having in mind the uncertainty of protections that are used in systems with serial compensation, and based on memory tension, we propose of a second model, a wide area network (WAN network). A WAN network is composed of telecommunication elements that allow a fast and reliable flow of information. This applied to protection system, is complemented with phasor measurement units (PMU), that is, by using a WAN network with PMU units is possible to obtain a real-time voltage and current data flow, allowing an increase in the reliability of the system through the automation of the interconnected system. The proposal of the second protection model includes the complete architecture of a WAN network by using elements of telecommunication and protection offered by the multinational company Schweitzer (SEL).

A economic valuation of both protection models is important in a study like this, since there is a wide variation in the cost of implementation of the model 1 (Siemens 7SA612 relay adjustment) and model 2 (WAN network). The economic valuation of the second model incorporates all costs associated with the equipment, taking into account the current values offered by Schweitzer. The valuation of the Siemens 7SA612 relay only consists of its commercial value.

Finally, the technical characteristics of each presented element are incorporated, for both models, the Siemens 7SA612 and WAN network.

Key words: Series compensation, protection, interconnection, capacitor protection system, simulation, Subsynchronous Resonance.

Índice general

Introducción	1
Objetivos generales	2
Objetivos específicos	2
1 Compensación serie en líneas de transmisión	1
1.1 Elementos de protección	4
1.1.1 Varistor en paralelo	5
1.1.2 Spark Gap	5
1.1.3 Interruptor de poder	6
1.2 Tipos de compensación serie	6
1.3 Efectos en sistemas con compensación serie.	6
1.3.1 Ferro resonancia	7
1.3.2 Problema al incorporar motores	7
1.3.3 Resonancia subsíncrona - SSR	7
2 Aspectos principales	9
2.1 Protecciones en transmisión	10
2.1.1 Tipos de falla en Sistemas de Transmisión(ST)	11
2.1.2 Norma en líneas del sistema de transmisión	12
2.1.3 Tiempos mínimos de despeje de fallas	12
2.1.4 Protección de distancia 21/21N.....	13
2.2 Desarrollo del problema planteado.....	15
3 Casos de estudio	17
3.1 Datos utilizados para realizar el estudio.....	18
3.2 Ajustes relé Siemens 7SA612	19
3.3 Interconexión sin compensación serie	20
3.4 Interconexión con compensación serie.	21
3.5 Resultados obtenidos	24
4 Resonancia Subsíncrona (SSR) producto de la interconexión SIC – SING.	26
4.1 Modos iniciales SIC	26
4.2 Modos iniciales SING.	27
4.3 Caso de interés.....	27
4.4 Análisis de resultados.....	28
5 Modelo Siemens 7SA612.....	29
5.1 Determinación de la dirección Siemens 7SA612	30
5.2 Dirección sistemas con compensación serie.	32
5.3 Modelos aplicables a sistemas con compensación serie.....	34
6 Sistemas PMU	35
6.1 Aplicación de sistemas sincrofasor en SIEPAC	35

6.2 Enlace Pontificia Universidad Católica de Valparaíso con el Coordinador Eléctrico Nacional	38
6.2.1 Obtención de datos enlace PUCV.....	38
6.2.2 Relé SEL 351 – Equipo de (PMU).....	39
6.2.3 SVP SEL – 3378.....	41
6.2.4 Reloj Satelital SEL – 2401.....	44
6.2.5 Método de sincronización de relojes	46
6.2.6 Switch SEL 2730 – Administrable.	46
6.2.7 Análisis de fallas en dispositivos de comunicación.....	47
6.2.8 Estándar IEEE C37.118 – 2011.	49
7 Sistema de automatización y control.....	51
7.1 Principio básico de funcionamiento	52
7.2 Ubicación física y geográfica de los elementos.....	53
7.2.1 Subestación “Los Changos”	53
7.2.2 Subestación “Nueva Cardones”	53
7.2.3 Central de monitoreo y control.	54
7.3 Sistema de control.	54
7.3.1 Nomenclatura de bloques Schweitzer.....	55
7.3.2 Medición de impedancia.....	56
7.3.3 Homologación Medición impedancia.....	58
7.3.4 Protección de sobre corriente direccional (67/67N)	60
7.3.5 Homologación sobre corriente direccional (67/67N)	61
7.3.6 Protección de sobre y sub frecuencia.	64
7.3.7 Homologación protección de sobre y sub frecuencia.	65
7.3.8 Esquema Lógico general – SVP Schweitzer.....	66
8 Valorización económica	68
8.1 Sistema sincrofasor – Red Wan.....	68
8.1.1 Costo sistema de Telecomunicación propuesto en subestación de control	69
8.1.2 Costo elementos de protección subestación de control.....	69
8.1.3 Costos Subestación Nueva Cardones	70
8.1.4 Costos Subestación Los Changos	70
8.2 Costo Relé Siemens 7SA612	70
9 Conclusión	72
Bibliografía	74

Introducción

A lo largo del tiempo los sistemas interconectados han evolucionado en la misma proporción que lo van haciendo las nuevas tecnologías relacionadas con el rubro eléctrico, por este motivo, es que los cambios afectan en gran medida los antiguos sistemas de transmisión, modificando para el bien estar de las personas y las grandes industrias, las características principales de los sistemas. Esto permite que las vías de transmisión tengan un aumento en la cantidad de potencia que es posible transmitir, variando mediante elementos no lineales la característica reactiva de la línea de transmisión, este aumento de la potencia límite a transmitir recibe el nombre de “Compensación serie”.

En Chile existen cuatro sistemas de transmisión independientes entre sí; el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes, de los cuales, el SING y el SIC durante el año 2017 finalizaron sus obras civiles y eléctricas para su interconexión, entre la subestación “Los Changos” y la subestación “Nueva Cardones”. La interconexión comprende 600 Kilómetros de distancia aproximadamente, contemplando la construcción de cuatro subestaciones eléctricas, dos terminales ubicadas en Mejillones y Copiapó, una subestación de transformación en Mejillones y una subestación de compensación en Diego de Almagro.

La interconexión trae consigo numerosos beneficios entre los que se encuentran; mayor aprovechamiento de las fuentes de energía no convencionales provenientes del norte grande del país. El SIC al tener centrales que pueden tomar carga rápidamente puede abastecer al SING en los periodos donde las plantas ERNC no pueden producir, ya que, al ser de origen solar o eólica tienen periodos limitados de generación. Además de estos beneficios la interconexión trae consigo un aumento de la estabilidad transitoria del sistema general, pudiendo hacer traspasos de grandes potencias desde el SIC al SING y viceversa.

Como se mencionó anteriormente, en el proyecto de interconexión se implementa una subestación de “compensación serie”, la cual tiene como objetivo aumentar la potencia a transmitir en horarios punta. El principio fundamental por el cual se rige este aumento de potencia es mediante la implementación de capacitores serie conectados a la línea de transmisión (para el caso de la interconexión SIC – SING, esto sería equivalente a la subestación Cumbres, ubicada en Diego de Almagro), con su correspondiente sistema dedicado a proteger estos elementos en caso de un evento de falla.

Dentro de todos los aspectos positivos que trae consigo tener una interconexión entre los dos sistemas más grandes de Chile, también existen efectos adversos no deseados que podrían generar un peligro para la integridad del sistema. Una de las consecuencias negativas que trae consigo un sistema con compensación serie, es que al ser un circuito RLC existe la posibilidad de resonancia Subsincrónica producida por máquinas en los alrededores, por lo que adicionalmente se abarca este efecto desde estudios realizados el año 2016.

Un factor relevante en sistemas de transmisión son las protecciones, cuya función principal es proveer y velar por que se cumplan los criterios de Confiabilidad, Rapidez, Selectividad y Seguridad con el sistemas más económico posible. Existen distintos esquemas de protección asociados a sistemas como lo son la interconexión SIC – SING, en este escrito se abordará principalmente la protección de distancia 21/21N, trabajando con simulaciones e implementando el modelo Siemens 7SA612. Esta protección basa su funcionamiento en mediciones de tensión y corriente, donde a través de un cálculo interno es posible obtener un valor de impedancia al punto de falla. El principio de operación se centra en comparar el valor medido con un parámetro de ajuste, estableciendo de esta forma las zonas de operación de la protección.

Es relevante mencionar, que los sistemas sincrofasor en la última década han sido un aporte significativo en el monitoreo en tiempo real, complementando así los actuales sistemas eléctricos basados en tecnología SCADA. Este escrito aborda los sistemas sincrofasoriales o redes WAN aplicados como complemento de la redes eléctricas del país.

Objetivos generales

A partir de esta investigación, se realiza un análisis de los principales factores que inducen a errores en los sistemas de protección en líneas de transmisión con compensación serie, proponiendo como caso de estudio la interconexión SIC – SING, que abarca desde la subestación “Nueva Cardones” hasta la subestación “Los Changos”, pasando por una subestación de compensación (Subestación Cumbres), ubicada en Diego de Almagro. Un análisis de dos modelos de protecciones asociados a la interconexión, el primero consta de la utilización del relé Siemens 7SA612, analizando su comportamiento en un sistema con compensación serie y proponiendo los ajustes necesarios para el correcto funcionamiento del relé en la interconexión del SIC con el SING. El segundo modelo forma parte de una red WAN compuesta por unidades sincrofasorial y un computador central, capaz de tomar acciones de control dependiendo de los datos obtenidos en las mediciones en tiempo real.

Objetivos específicos

- Estudiar el sistema de compensación serie asociado a la interconexión SIC – SING, proponiendo una base teórica sólida y homologando los conceptos con la realidad de la interconexión, usando valores reales del proyecto.
- Identificar los principales problemas que se producen en los sistemas de protección asociados a la interconexión SIC – SING en sus líneas con compensación serie (Subestación Nueva Cardones – Subestación Los Changos).
- Generación de simulación en ambiente DlgSILENT PF bajo los distintos casos de estudio.

- Proponer ajustes relacionados en primera instancia al modelo que tiene como componente principal la protección Siemens 7SA612 promoviendo un sistema económico.
- Desarrollo del segundo modelo de protección basado en una red WAN constituida con un sistema de telecomunicación, unidades de medición fasorial y un computador central principalmente.
- Desarrollo de una propuesta económica enmarcando ambos modelos de protección en un contexto económico a modo de verificar la factibilidad económica de desarrollar alguna de las alternativas de protección.

1 Compensación serie en líneas de transmisión

Debido a que este estudio se ambienta en la interconexión del SIC con el SING específicamente la línea de 500 KV, la que interconecta a la subestación “Los Changos”, pasando por la subestación de compensación “Cumbres” llegando a la subestación “Nueva Cardones”, es que se establecerá un marco teórico de los principales aspectos que engloban a los sistemas con compensación serie satisfaciendo así los requerimientos necesarios para llevar a cabo este estudio.

Existe una cantidad considerable de sistemas que utilizan condensadores en su composición, donde el factor que establece su funcionalidad es el tipo de conexionado que se escoja, normalmente estas conexiones son serie y paralelo (Shunt). La compensación serie implica que la totalidad de la corriente de línea circule por el condensador haciendo que la tensión en el condensador dependa de la corriente, en cambio cuando se conectan en paralelo su funcionalidad principal es elevar los niveles de tensión manteniéndola constante en el sistema interconectado. En este capítulo se describirá los elementos que interactúan en una compensación destacando los aspectos principales de este. [1]

En general se utilizan equipos FACTS (Flexible AC Transmission System) en aplicaciones de compensación serie o paralelo.

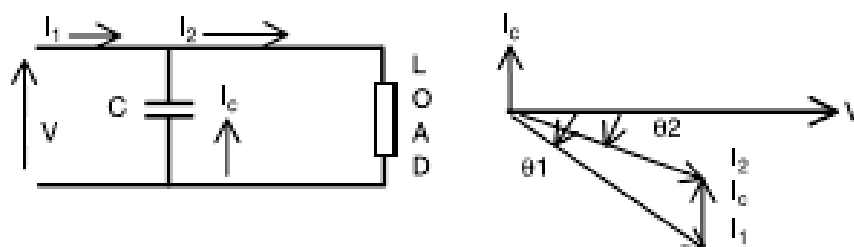


Figura 1-1: Compensación Shunt o paralelo [1]

Como se observa al incluir un condensador paralelo se compensa el ángulo de la corriente que va hacia la carga, mejorando el factor de potencia y manteniendo constantes los niveles de tensión debido a la inyección de reactivos al sistema.

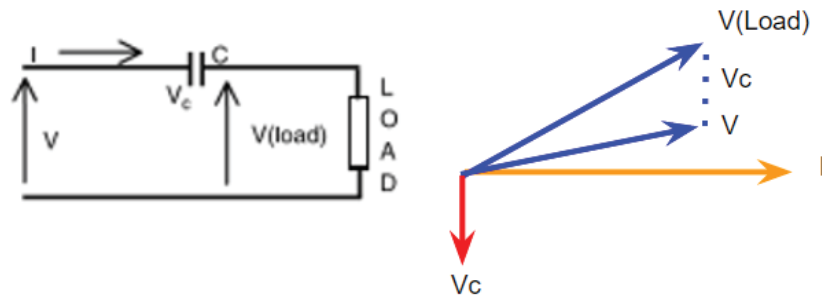


Figura 1-2: Compensación Serie. [1]

Es claro que la inclusión del condensador serie tiene un aporte en cuanto al aumento de potencia que se puede transmitir por el sistema interconectado, disminuyendo la reactancia total de la líneas con la adición de una reactancia capacitiva en serie.

Un sistema de compensación serie “Genérico” consta, además del condensador, de elementos destinados a proteger contra sobre tensiones, un interruptor de derivación y un sistema de control (Electrónica de potencia), ya que, tienen un límite de tensión aplicable a sus terminales, tal cual se presenta en la Figura 1-3.

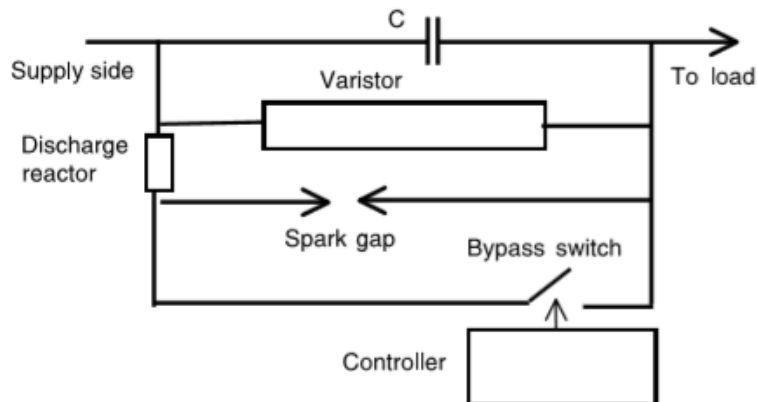


Figura 1-3: Esquema genérico de compensación serie. [1]

De las protecciones del condensador de la Figura 1-3 se distinguen los siguientes dispositivos:

- Varistor
- Reactor de descarga
- Spark gap
- Interruptor de derivación

Cada uno de los elementos se describirá más adelante en las secciones siguientes.

Las consideraciones térmicas y la estabilidad transitoria o estacionaria, restringen la capacidad máxima de potencia de un sistema de transmisión. Los efectos que se generan al incluir condensadores en serie radican principalmente en aumentar la potencia que se puede transmitir y mejorar los niveles de estabilidad transitoria y estacionaria.

En una línea sin compensación la potencia a transmitir depende de la reactancia que hay entre los dos puntos de tensión.

$$P = \frac{EV \sin(\delta)}{X_L} \quad (1-1)$$

Diferente es el caso cuando se incluye un elemento capacitivo en la línea, la ubicación depende de las características del proyecto, vale decir, criterios económicos y condiciones ambientales presentes en el lugar.

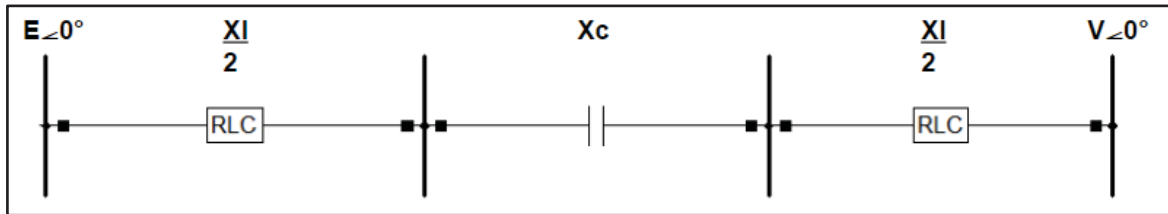


Figura 1-4: Ejemplo teórico [Fuente: Propia].

Según la ecuación

$$P = \frac{EV \sin(\delta)}{X_L - X_C} \quad (1-2)$$

La reactancia capacitiva disminuye el efecto del inductor compensándolo en un valor generalmente de 30% a 70%.

La inclusión de un condensador en serie, además de generar un aumento en la potencia a transferir tiene una influencia directa en el mejoramiento de la estabilidad dinámica del sistema. [1]

Como se observa en la Figura 1-5 para transmitir una misma cantidad de potencia, el ángulo es menor.

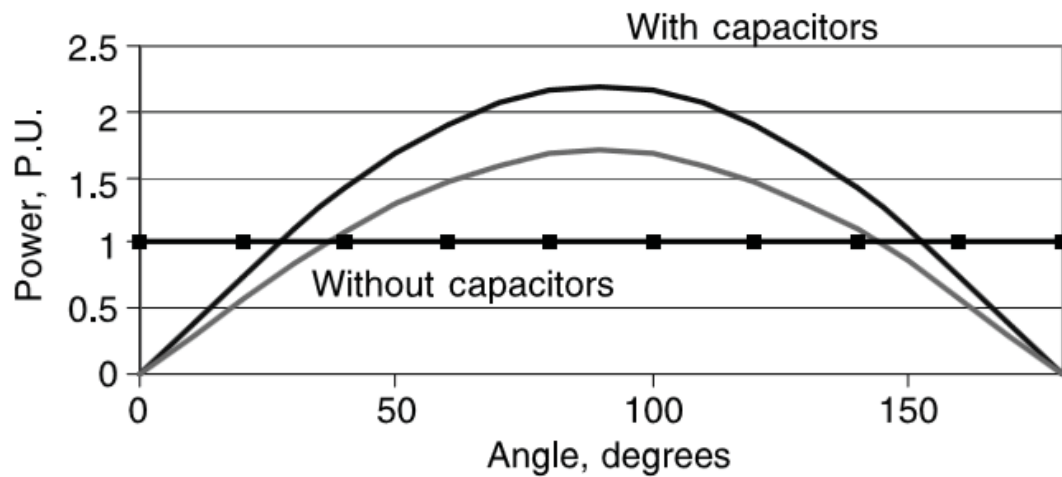


Figura 1-5: Aumento de potencia [2].

1.1 Elementos de protección

Como se mencionó anteriormente, un sistema de compensación serie tiene un esquema de protección asociado al condensador, evitando principalmente las sobretensiones que se podrían generar en condiciones de falla o bajo condiciones de carga. Ante tensiones por sobre un valor de ajuste operarían estos sistemas, evitando que el condensador se dañe.

Dependiendo de las condiciones del sistema, el MOV conducirá parte de la corriente, en el caso que la energía circulante por el MOV sea superior a lo establecido en su placa entraría en operación el Spark Gap seguido del correspondiente cierre del interruptor de bypass, sacando al condensador de la línea. Es claro que la impedancia aparente vista por un relé de distancia en cualquiera de los extremos de la línea, variará según el estado de dichos elementos. En este escrito se describirá cada uno enmarcando de manera correcta el problema de medición en el relé de distancia.

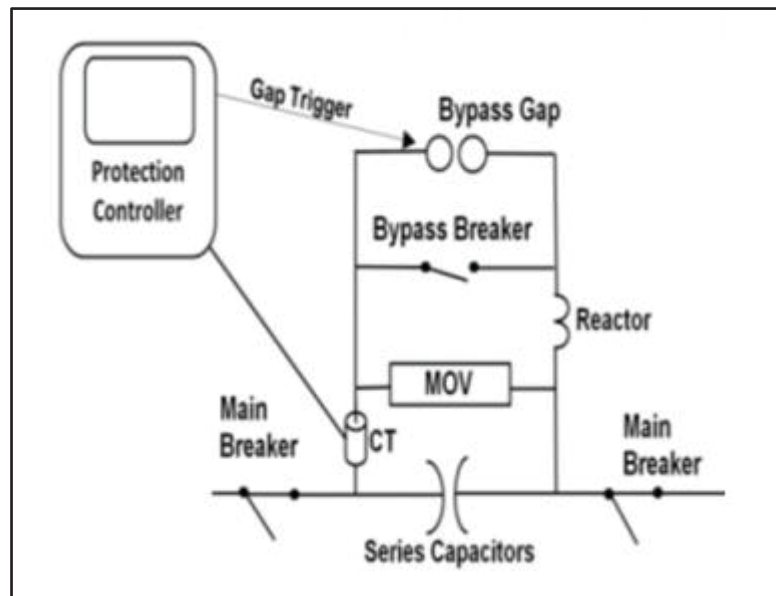


Figura 1-6: Elementos de protección con sistema de control. [1]

1.1.1 Varistor en paralelo

El varistor es un elemento descargador de sobre tensiones con característica no lineal de voltaje – amperio similar a la de un diodo, este elemento operara en el caso de que se produzca una sobre tensión temporal en los terminales del condensador, debido a una falla en el sistema. El elemento seleccionado debe tener el potencial necesario para soportar la máxima corriente de falla durante el lapso de tiempo que tarda en operar el dispositivo de derivación, haciendo un bypass y evitando que el condensador se queme.

Generalmente los dispositivos usados en sistemas con compensación serie son los Varistores de Oxido Metálico (MOV), un factor importante a considerar es el tiempo en que un varistor puede estar sometido a una sobre tensión, estos elementos son orientados a sobre tensiones transitorias, es decir, un periodo de tiempo acotado, si el varistor es sometido a una tensión elevada constante, se destruye. Por lo anterior es que el varistor al igual que el condensador, debe tener un sistema de protección asociado. [2]

Típicamente, su tiempo de respuesta es del orden de los 5 a 25 nanosegundos, comparando con la duración de un ciclo de tensión 0.02 segundos se aprecian tiempos bastante reducidos.

1.1.2 Spark Gap

Este elemento en un sistema con compensación serie es el elemento de protección que mediante la generación de un arco eléctrico permite la protección contra tensiones que puedan dañar al elemento MOV, tras corrientes de falla altas este elemento se activa seguido de la operación del interruptor de potencia.

1.1.3 Interruptor de poder

La función de este interruptor en un esquema con compensación serie es básicamente hacer un bypass en el condensador a modo de protección contra corriente no tolerables por los otros equipos destinados a proteger el condensador, ya que elementos como el MOV pueden actuar en periodos reducidos de tiempo.

1.2 Tipos de compensación serie

Existe una amplia gama de sistemas con compensación serie donde la diferencia radica en sus sistemas de control asociados [3].

El principal incentivo por controlar eficientemente los traspasos de energía en un sistema interconectado, manteniendo tanto la estabilidad dinámica como la transitoria, obliga a las empresas encargadas a utilizar sistemas que involucren a la electrónica de potencia, vale decir, sistemas FACTS.

Es claro que la compensación serie conforma solo una parte de la gran cantidad de sistemas FACTS, por consiguiente se presentaran solo los sistemas FACTS que involucren sistemas de compensación serie.

Algunos de los sistemas FACTS utilizados son :

- Compensación serie controlada por tiristores (TCSC).
- Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC).
- Controlador de Flujo de Potencia Interlineas (IPFC).
- Capacitor Encendido por Transistores Serie (TSSC).
- Reactor Controlado por Transistores Serie (TCSR).
- Reactor Encendido por Transistores Serie (TSSR).

Los Condensadores en Serie Controlados por Tiristores (TCSC), constituyen una tecnología probada que puede aplicarse a problemas dinámicos específicos en sistemas de transporte de energía eléctrica.

En primer lugar es una excelente herramienta para utilizarla si se requiere una mayor amortiguación al interconectar grandes sistemas eléctricos.

En segundo lugar, puede solucionar el problema de Resonancia Sub Sínclrona (SSR), un fenómeno que se produce por las interacciones entre las grandes unidades generadoras y los circuitos RLC que se forman al insertar condensadores serie, este problema se abordara al detalle más adelante.

1.3 Efectos en sistemas con compensación serie.

Como se vio anteriormente, la amplia gama de sistemas con compensación serie logra con éxito mejorar los niveles de transmisión por la línea, sin embargo, en algunas circunstancias se encuentran dificultades debido a efectos no deseados, como lo son la Ferro resonancia y la resonancia sub sínclrona.

A continuación se describirán estos efectos y verificara el efecto que tiene sobre los sistemas de protección y sobre el sistema de transmisión en general.

1.3.1 Ferro resonancia

El problema se produce principalmente cuando el circuito serie del condensador comienza a interactuar con algún transformador cercano, en términos de la reactancia inductiva de este, produciendo una condición de circulación de corrientes no amortiguadas por el circuito RLC. Esta condición puede producir una falla en el transformador antes mencionado. La solución radica en los elementos que protegen el condensador, incluyendo un circuito de amortiguación para las corrientes que se forman producto de la ferro resonancia que se produce.

1.3.2 Problema al incorporar motores

Este problema se produce por la interacción entre el circuito serie con motores cercanos, la presencia de condensadores en serie por parte del circuito de alimentación reduce la impedancia efectiva y por lo tanto los motores asociados a este experimentan una variación del eje del motor en cuanto a su posición original.

1.3.3 Resonancia subsincrona - SSR

Este efecto se produce en sistemas con compensación serie que alimentan máquinas síncronas o esquemas con generadores síncronos. Existen problemas en las máquinas, a nivel de su rotor, el cual en estas condiciones giraría por debajo de la velocidad de sincronismo de la máquina, esta reducción de velocidad está dada por la frecuencia de resonancia que produce el circuito RLC en torno a los 15 a 40 Hz, provocando momentos torsionales en las maquinas pudiendo dañarlas.

Para un estudio que considere la interconexión SIC – SING se debiera hacer un estudio que involucre a todas las máquinas cercanas a las líneas con compensación serie. [4]

Este efecto puede ser controlado de varias formas, colocando una resistencia de amortiguación con un alto valor o en el caso de que se trabaje con una compensación serie controlada por tiristores, el esquema de control realizando cambios a nivel del grado de compensación podría mitigar este efecto. Algunas unidades de generación cercanas debieran contar con relés subsincronicos capaces de detectar operaciones en baja frecuencia para proteger a las máquinas más afectadas.

La gravedad del problema de SSR está dado por las siguientes condiciones :

- Número de generadores afectados.
- Caracterización del sistema (que tan radial es).
- Número de modos de excitación de los turbogeneradores.
- Grado de amplificación del torque.
- Grado de amortiguamiento negativo (Undamping).

Existen dos tipos de interacciones de SSR que podrían ocurrir en un SEP

- Autoexcitación o caso estacionario SSR.
- Torques transitorios o SSR transitoria.

En cuanto a las protección 21/21N podrían ser afectadas por una oscilación de potencia como efecto secundario de la resonancia sub síncrona, estos relés cuentan con un área de bloqueo de oscilaciones de potencia, la cual se encargaría de prevenir malas operaciones del dispositivo bajo estas condiciones.

2 Aspectos principales

El consumo de energía eléctrica, como es sabido en el mercado internacional, es uno de los indicadores de desarrollo de las sociedades modernas junto con el grado de cobertura del servicio (Sistemas de transmisión), es decir, el progreso económico de un país en vías de desarrollo, como Chile, se mueve a la par con su capacidad para llevar energía eléctrica a los puntos más remotos a nivel nacional, es aquí donde el rol de los sistemas de transmisión juegan un papel muy importante.

El suministro dentro de un país es un proceso complejo, cuyo trabajo recae sobre las empresas asociadas a la transmisión y distribución eléctrica, donde los sistemas de protección cumplen una importante labor de confiabilidad, asegurando calidad del servicio y continuidad del sistema, manteniendo valores constantes en frecuencia (50 Hz).

En Chile los sistemas de transmisión se clasifican según la siguiente nomenclatura, la cual comenzó a regir desde el año 2016.

- Sistema de transmisión Nacional
- Sistema de transmisión Zonal.
- Sistema de transmisión Dedicado

Para poder satisfacer las necesidades a nivel país correspondiente al consumo de energía eléctrica, es necesario subir o bajar los niveles de tensión, ya que, lo que se busca es disminuir en gran medida la energía pérdida por conceptos de transmisión, esto se consigue subiendo los niveles de tensión mediante transformadores de potencia a valores típicos sobre los 220KV, como consecuencia al aumento de tensión se consigue una disminución considerable de la corriente circulante por la línea y por ende un dimensionamiento del conductor apropiado para la transmisión eléctrica.

Un sistema de transmisión está conformado por diversos dispositivos e instalaciones, entre los que principalmente se encuentran torres de alta tensión, líneas de transmisión, autotransformadores, bancos capacitivos, aisladores, cable de guarda, elementos de protección, entre otros.

Para poder comprender de mejor forma los conceptos que se tratarán en este escrito se recomienda leer el ANEXO A adjunto al final de este escrito.

2.1 Protecciones en transmisión

Para asegurar el constante suministro eléctrico en las distintas cargas de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se deben tener presente los sistemas de protección asociados a este. El objetivo de los sistemas de protección en un SEP es que este cumpla principalmente con los criterios de confiabilidad esperados, vale decir, que ante cualquier tipo de falla el sistema sea capaz de reaccionar en tiempos apropiados que se establecen en la norma técnica según los distintos niveles de tensión.

Existen protecciones primarias (PP) y protecciones de respaldo (PR), la protección primaria debe operar siempre que ocurra una falla en el circuito que está protegido con tiempos de operación reducidos, diferente es el caso de la protección de respaldo, donde se permite su operación únicamente si el sistema primario falla o se encuentra fuera de servicio por mantenimiento.

Son cinco los criterios que se deben cumplir en un esquema de protecciones:

- I. Confiabilidad : Habilidad de la protección para operar correctamente cuando se requiere, evitando por sobre todo operaciones incorrectas.
- II. Velocidad : Se debe liberar la falla en tiempos mínimos exigidos por la NTSyCS.
- III. Selectividad : Apunta a lograr máxima continuidad con la mínima desconexión de circuitos, es decir, velar por modificar lo menos posible los sistemas de transmisión ante un evento de falla.
- IV. Simplicidad : Utilizar el mínimo equipo y el mínimo alambrado procurando tener un esquema no complicado, siempre de acuerdo a los criterios de la NTSyCS.
- V. Economía : Procurar la máxima protección al mínimo costo manteniendo los criterios de confiabilidad y selectividad siempre vigentes.

Para que un esquema de protección cumpla con los criterios antes mencionados debe considerar los siguientes elementos:

- Transformadores de medida : Corresponde a transformadores de corriente (TTCC) y de potencial (TTPP) cuya función es reducir los grandes valores de corriente y tensión generados en un evento de corto circuito.
- Relevador : Es el elemento sensor, su función radica en detectar la falla y dar orden de disparo a los interruptores asociados a este.
- Interruptor de potencia : tiene como función interrumpir la corriente de cortocircuito circulante, abriendo sus contactos cuando recibe una orden de apertura o trip.
- Elementos de comunicación : Todo lo referente a los equipos de tele protección asociados al esquema, vale decir, elementos como antenas, fibra óptica, etc.

La norma técnica de seguridad y calidad del servicio (NTSyCS) en el artículo 3 – 23 establece lo siguiente referente a las instalaciones de los sistemas de transmisión:

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán estar equipadas con sistemas de protecciones eléctricas que sean capaces de desconectarlas del Sistema interconectado (SI) en forma rápida, oportuna y selectiva, respetando los tiempos máximos de despeje establecidos en el Artículo 5-45, ante la ocurrencia de cortocircuitos entre fases y a tierra. Además, dichos sistemas

deberán estar respaldados frente al evento que, ante la ocurrencia de una falla en la instalación protegida, el sistema de protección no cumpla su función.

La NTSyCS también hace énfasis en las redes de transmisión según su nivel de tensión separando cada parte de un SEP como sigue a continuación.

2.1.1 Tipos de falla en Sistemas de Transmisión(ST)

Se define el término falla como cualquiera cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por:

- Falla en el sistema de potencia : Cortocircuitos entre sus fases o entre fases y tierra.
- Falla extraña al SEP : Fallas en los equipos de protección, no operación u operación errónea.
- Falla de la red : Fallas producto de sobrecargas, efecto del rayo en torres de alta tensión, contaminación, etc.

Las fallas eléctricas pueden ser, fundamentalmente :

- Cortocircuito
 - Monofásico : Fase – Tierra.
 - Bifásico : Fase – Fase o Fase – Fase – Tierra.
 - Trifásico : Entre las tres fases o entre las tres fases y tierra.
- Sobretensión.
- Bajo tensión.
- Sobre frecuencia.
- Baja frecuencia.
- Pérdida de sincronismo en generadores.

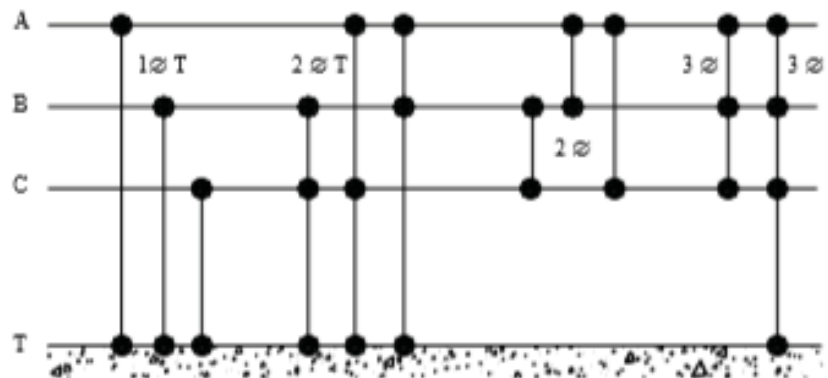


Figura 2-1: Tipos de cortocircuitos [3].

En la Figura 2-1 se observan esquemáticamente los tipos de cortocircuito mencionados anteriormente, para efectos de posibles cálculos se utilizara el software Digsilent PF, por lo que, la memoria de cálculo se realizará puntualmente en las fallas de análisis más importantes.

2.1.2 Norma en líneas del sistema de transmisión

En este apartado se hace referencia solo a circuitos con el nivel de tensión asociado al caso de estudio.

Sistemas sobre 200 Kv : Cada circuito debe contar con un doble esquema de protección redundante y dedicada para la instalación, además cada sistema de protección debe estar alimentado desde núcleos distintos de los transformadores de corriente (TTCC) y alambrados independientes desde los transformadores de tensión (TTPP). Se incluye el uso de tele protección y una protección contra falla de interruptor, la cual debe aislar la sección de la barra a la que se conecta el circuito y enviar orden de desenganche directo al extremo remoto vía tele protección.

Sistemas bajo 200 Kv : Cada circuito debe contar al menos con un simple esquema de protección siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las protecciones correspondientes a los tramos de línea y las de los transformadores adyacentes que contribuyan a la falla deben poseer un ajuste que de respaldo en caso de una falla en el circuito.
- Esta operación de respaldo no debe implicar la desconexión de más de tres tramos de línea o de transformadores adyacentes que contribuyan a la falla.
- Este respaldo debe tener un límite de tiempo equivalente a 30 ciclos (600 milisegundos).

2.1.3 Tiempos mínimos de despeje de fallas

Con el fin de garantizar una recuperación rápida del Sistema de Transmisión (ST), evitando perturbaciones relacionadas con la estabilidad general del sistema, se establecen los tiempos efectivos mínimos de apertura de los interruptores.

- Inferior a 6 ciclos (120 ms), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.
- Inferior a 20 ciclos (400 ms), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 Kv.
- Inferior a 6 ciclos (120 ms), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 Kv.
- El tiempo máximo de despeje de falla indicado en el punto anterior es exigido ante contingencia simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- Para garantizar la selectividad en la operación de los sistemas de protecciones, los pasos de coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 ms).

2.1.4 Protección de distancia 21/21N

La protección efectiva de un SEP, va desde la protección de los generadores hasta la protección de todos los elementos que conforman un sistema de transmisión, es por este motivo que cada protección se ve influenciada por los fenómenos o perturbaciones que ocurren dentro de su zona de protección.

Son distintas las protecciones que se utilizan en distintos sectores de un SEP, entre las que se encuentran funciones para la protección de generadores, motores, transformadores, barras y circuitos de transmisión.

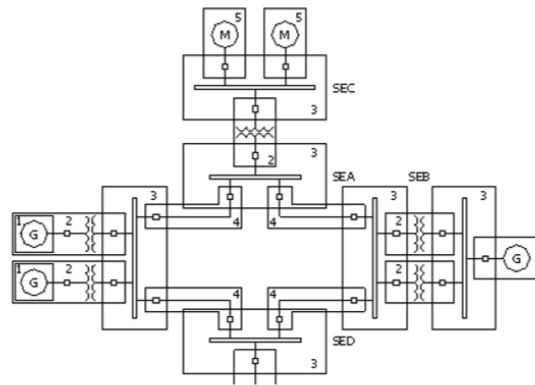


Figura 2-2: Zonas de protección en un SEP [5].

Dentro de un SEP la protección de los circuitos eléctricos es un factor muy importante, ya que, en todo sistema de transmisión es de vital importancia preservar la seguridad de las líneas ante distintas condiciones de operación. Es aquí donde la protección de distancia (21/21N) juega un rol principal en la detección, ubicación y despeje de distintas fallas utilizando tanto sus funciones de fase como las de fase a tierra.

El criterio de operación gira en torno a su forma en el plano $R - X$, donde se distinguen principalmente su característica cuadrilateral y Mho las cuales se componen de zonas de operación con distintos ajustes de impedancia y tiempos de operación según sea el caso de aplicación.

La protección 21/21N basa su funcionamiento en medición de corriente y tensión provenientes de los TTCC y TTPP respectivamente, donde luego de un cálculo interno propio de cada modelo de relé es posible obtener un valor de impedancia (Z) aproximado al punto de falla en la línea.

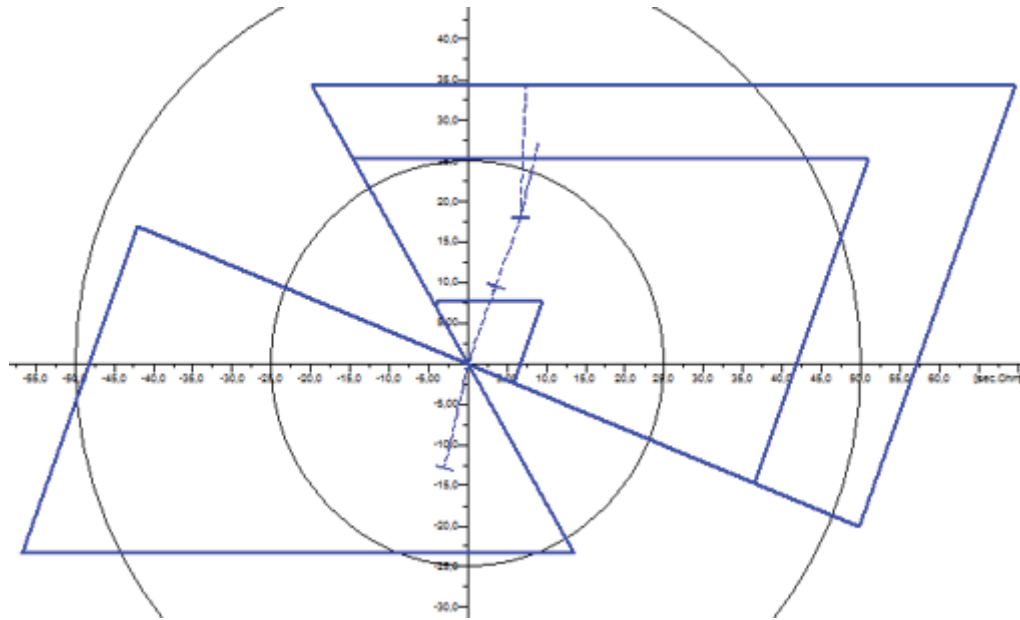


Figura 2-3: Característica cuadrilateral Siemens 7SA612 [Fuente: Propia].

En la Figura 2-3 se presenta una característica cuadrilateral típica, usada en una protección de la línea Valdivia – Puerto Montt correspondiente al sistema interconectado central del país. Como se observa consta de 3 zonas de operación direccionadas hacia el interior de la línea y una zona con dirección hacia la barra a modo de respaldo para los esquemas de teleprotección de la línea.

Los ajustes típicos utilizados en el SIC son con alcances del 80% para el caso de la primera zona de operación, 120% segunda zona de operación y 150% o más en la tercera zona de operación.

Las ecuaciones que relacionan las mediciones obtenidas desde los transformadores de potencial y corriente son las siguientes:

$$Z = \frac{V}{I} = mZ_{1L} + R_F \frac{I_F}{I} \quad (2-1)$$

Donde el efecto producido por la resistencia de falla se observa en el siguiente diagrama vectorial.

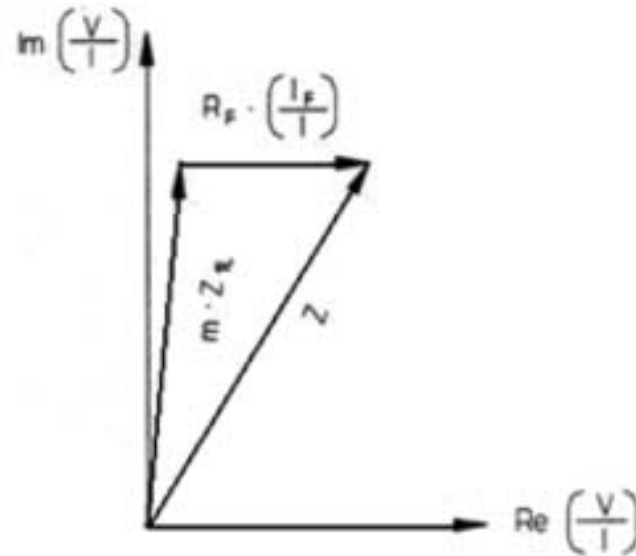


Figura 2-4: Efecto de resistencia de falla en el cálculo de impedancia [6].

Para lograr un reconocimiento apropiado de la direccionalidad de la falla el relé utiliza los valores provenientes de los transformadores de potencial y corriente, estos valores son procesados por la unidad tanto en magnitud como en fase, esta última es de vital importancia en el reconocimiento de direccionalidad de la falla, donde en conjunto con sus parámetros de arranque y el cálculo interno indicando la dirección y por ende el flujo de potencia en el instante de falla es que la protección operara ante un evento de falla.

2.2 Desarrollo del problema planteado

Como se establece en los capítulos anteriores, el relé necesita de por lo menos medición de tensión y corriente para realizar algún tipo de cálculo, si bien, estos parámetros son los fundamentales en la realidad se deben establecer ajustes más finos que enmarcaran el problema en desarrollo. Un factor clave es la utilización de tensión de polarización, las que son usadas para discriminar correctamente la dirección, es decir, una mala tensión de polarización obtenida desde los transformadores de potencial desencadena un mal reconocimiento de direccionalidad y por ende una no operación del esquema o peor aún una operación en condiciones normales, dejando sin suministro cargas asociadas al circuito en cuestión.

Un sistema con compensación serie como se verá más adelante hace inclusión de condensadores en serie a las líneas que requieran de un aumento de potencia, es decir, y a grandes rasgos, se varía la impedancia aparente que debiera tener la línea. Esto en un relé numérico de gama alta se ve reflejado en su tensión de polarización la cual se verá afectada como se observa en la Figura 2-5, por las reactancias capacitivas que ahora se encuentran en un circuito.

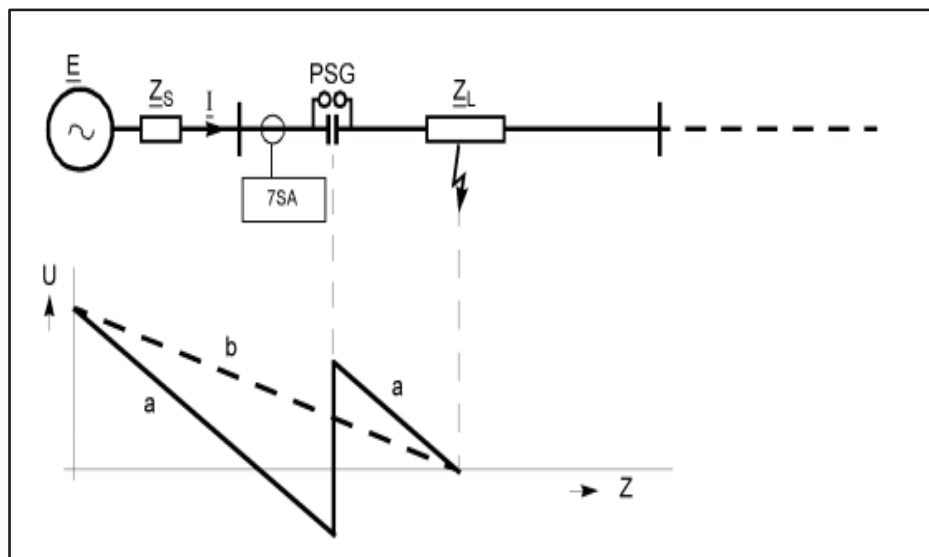


Figura 2-5: Tensión en sistema con compensación serie. [5]

Evidentemente donde se encuentra la compensación serie se observa un aumento de la tensión en ese punto, llegando a cero en el sector donde se aplica la falla.

A continuación, se propondrán dos casos de estudio ambientados en la interconexión del SIC con el SING a modo de verificar los problemas asociados en la interconexión del SIC con el SING.

3 Casos de estudio

Para describir de manera clara los aspectos que afectarían negativamente a la interconexión SIC – SING se identifican principalmente en los siguientes escenarios.

- Interconexión con compensación serie.
- Interconexión sin compensación serie.
- Interconexión con un funcionamiento parcial del varistor MOV.

Con lo anterior, se pretende distinguir principalmente 3 aspectos reales que podrían ocurrir según las características de las fallas o según las condiciones del sistema.

- Interconexión operando de forma normal con compensación serie y sin la operación de los elementos de protección.
- Interconexión con la operación del Spark Gap, seguido del cierre del interruptor de bypass.
- Interconexión con la operación del elemento MOV ante una condición determinada.

Como se observa los condensadores totales incluidos en la interconexión se encuentran distribuidos, de tal forma que un banco queda en la subestación “Los Changos” y otro en la subestación “Cumbres” [6]

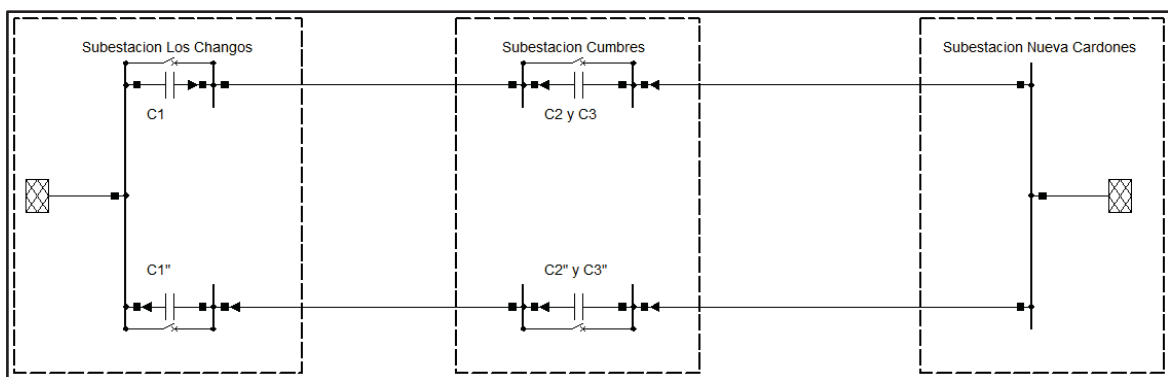


Figura 3-1: Interconexión modelada en DigSILENT PF [Fuente: Propia].

En el esquema mostrado en la Figura 3-1, se realizarán fallas en distintos sectores de la interconexión, medido desde la subestación “Los Changos”, mostrando la operación de la protección ante distintos tipos de fallas en el sistema interconectado.

3.1 Datos utilizados para realizar el estudio

A continuación se adjuntarán los valores técnicos utilizados para los distintos casos de estudio. Es importante destacar que estos datos deben ser lo más reales posibles, de tal forma que se obtengan resultados lo más cercanos a la realidad, en cuanto a velocidad de operación de los relés.

Tabla 3-1: Parámetros técnicos de las líneas utilizadas en la interconexión SIC – SING.

Línea de Transmisión	Valor
Impedancia Z [Ω /Km]	0.26856
Ángulo Z	85.40822°
Resistencia Sec (0) [Ω /Km]	0.23860
Reactancia Sec (0) [Ω /Km]	0.26770
Tensión Nominal [KV]	500
Longitud 1 [KM]	399.6
Longitud 2 [KM]	189

Tabla 3-2: Datos técnicos de los condensadores C1 y C2.

Condensador “C1 y C2”	Valor
Capacitancia [μ F] – [Ω]	91.5472 – 34.77
Tensión Nominal [KV]	500
Corriente Nominal [KA]	1.822

Tabla 3-3: Datos técnicos de los condensadores C3.

Condensador “C3”	Valor
Capacitancia [μ F] – [Ω]	114.3765 – 27.83
Tensión Nominal [KV]	500
Corriente Nominal [KA]	1.822

Tabla 3-4: Datos técnicos de las barras.

Barras	Valor
Voltaje Nominal [KV]	500

Bajo el cálculo de corto circuito equivalente, tanto para, el punto de conexión con el SIC como el del SING se consideran los siguientes ajustes en el software DIgSILENT.

- Método del cálculo : El establecido por la norma IEC 60909.
- Resistencia de falla : Sin resistencia de falla, a modo de conseguir los valores máximos de corto circuito.
- Lugar de medición : El aporte es medido en el punto de conexión con la subestación “Los Changos” y con la subestación “Nueva Cardones”, respectivamente.

Tabla 3-5: Aporte en corto circuito equivalente SING.

Red externa equivalente SING	Valor
Aporte de corto circuito Trifásico min [KA]	6.29
Aporte de corto circuito Trifásico max [KA]	7.62

Tabla 3-6: Aporte en corto circuito equivalente SIC.

Red externa equivalente SIC	Valor
Aporte de corto circuito Trifásico min [KA]	2.25
Aporte de corto circuito Trifásico max [KA]	7.22

Para realizar la simulación en DlgSILENT PF, se considera un modelo de protección Siemens 7SA612, ubicado en la subestación “Los Changos”, posteriormente se realizará el mismo análisis con los relés ubicados en la subestación “Nueva Cardones”, enmarcado por la normativa vigente en Chile, es decir, utilizando la NTSyCS en cuanto a los tiempos de respuesta según el nivel de tensión correspondiente a 500 [KV].

3.2 Ajustes relé Siemens 7SA612

Bajo los distintos casos de estudio se consideran los siguientes ajustes del relé Siemens 7SA612. Para efectos de este informe se adjunta el alcance de Zona 1 al 80%, sin embargo los ajustes de Zona 3 y Zona 4 se realizan a 150% y 200% de la línea en estudio.

Tabla 3-7: Ajustes Relé Siemens 7SA612.

Siemens 7SA612	Ajuste
Operating mode Z1	Forward
R(Z1), Resistance	40 ohm - prim
X(Z1), Reactance	125 ohm - prim
RG(Z1), Resistance	50 ohm - prim
T1multi – ph, delay for multi phase faults	0 seg
Zone Reduction Angle	0°
Relay angle	85°

3.3 Interconexión sin compensación serie

El escenario a considerar en este caso comprende la interconexión SIC – SING sin la compensación serie correspondiente, la idea es ejemplificar la operación del esquema de protección del condensador. Los condensadores C1, C2 y C3 quedan en Bypass inmediatamente producto de una gran corriente de falla circulante por la línea de transmisión, tal cual se observa en la Figura 3-2.

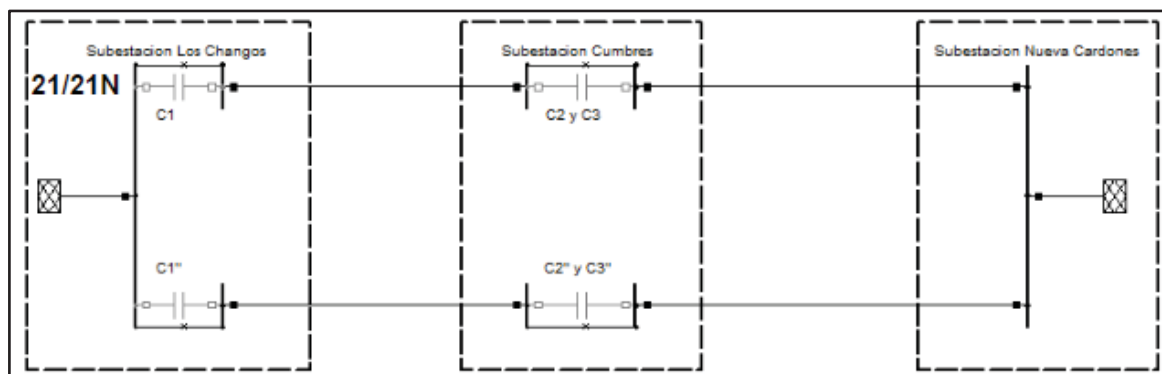


Figura 3-2: Sistema SIC – SING sin compensación serie [Fuente: Propia].

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece para niveles sobre 200[KV] un tiempo mínimo de respuesta equivalente a 120 milisegundos o inferior a 6 ciclos con esquema de protección redundante. Para efectos de estas demostraciones no se considera un esquema de tele - protección activo. [7]

Los resultados obtenidos mediante el análisis en DIgSILENT PF con fallas en distintos puntos de la línea son los siguientes.

Tabla 3-8: Resultados sistema con la operación del Spark Gap.

% Falla en la línea	Zona de operación	Tiempo operación del relé (ms)	Z medido al punto de falla (sec - Ω / Ang)	Cumplimiento del criterio
3.39	Zona 1	20	0.142 / 85.41°	Actúa protección
6.78	Zona 1	20	0.283 / 85.41°	Actúa protección
13.57	Zona 1	20	0.567 / 85.41°	Actúa protección
20.36	Zona 1	20	0.850 / 85.41°	Actúa protección
40.73	Zona 1	20	1.700 / 85.41°	Actúa protección
61.10	Zona 1	20	2.550 / 85.41°	Actúa protección
71.00	Zona 1	20	2.967 / 85.41°	Actúa protección
77.52	Zona 1	20	3.235 / 85.41°	Actúa protección
83.94	Zona 2	210	3.503 / 85.41°	Actúa protección
93.57	Zona 2	210	3.905 / 85.41°	Actúa protección

Con los datos obtenidos se puede garantizar una correcta operación de los esquemas de protección ante altas corrientes de falla, puesto que, los sistemas que protegen al condensador lo dejan automáticamente en bypass tras detectar una alta corriente circulante por las líneas.

Según lo establecido por la NTSyCS, los tiempos de operación son los adecuados para el nivel de tensión sobre 200 [KV], en el caso de las fallas realizadas al 83.94 % y 93.57 % el relé ubicado en la subestación “Los changos” ve la falla con retardo de Zona 2, sin embargo, el relé en el extremo remoto ve la falla en Zona 1, realizando un despeje en un tiempo de 20 milisegundos cumpliendo así con la norma técnica.

3.4 Interconexión con compensación serie.

Al igual que el caso anterior se analizarán los relés ubicados en la subestación “Los Changos” y en la subestación “Nueva Cardones”. En condiciones de falla con corrientes bajas el esquema de protección del condensador no opera, puesto que, los niveles de tensión y energía circulante por el no llegan al límite de daño del equipo.

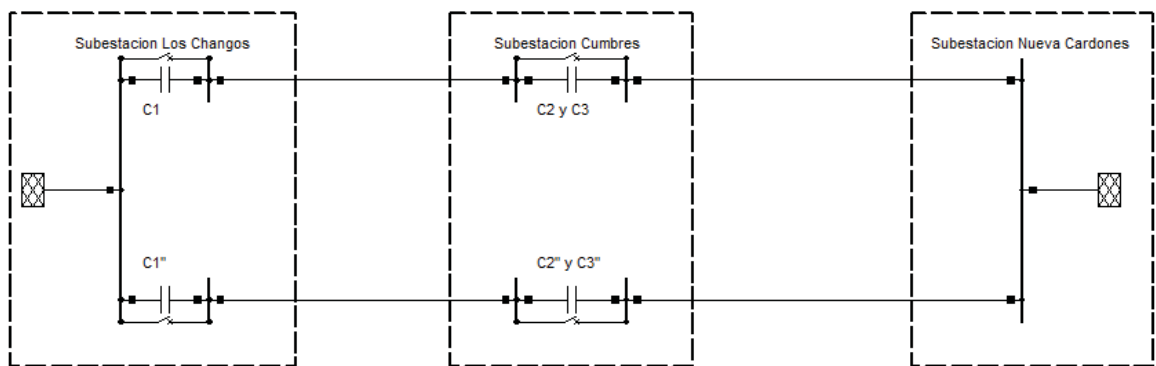


Figura 3-3: Sistema con compensación serie [Fuente: Propia].

A continuación se presentan ambas características, con la impedancia aparente que percibe cada relé en su extremo remoto, destacando la línea de transmisión que cada uno ve y el efecto de una reactancia capacitiva en ella.

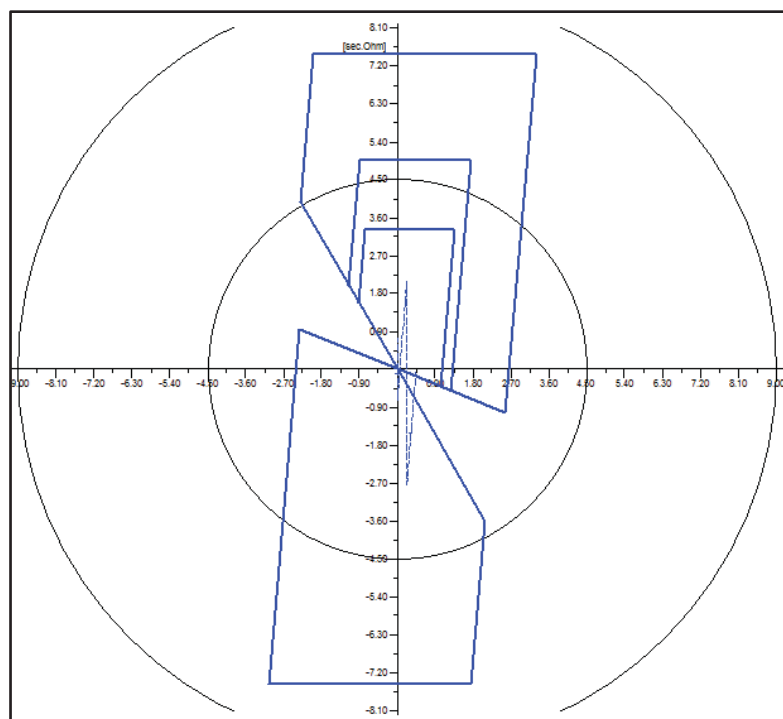


Figura 3-4: Característica relé Siemens 7SA612 subestación “Los Changos” [Fuente: Propia].

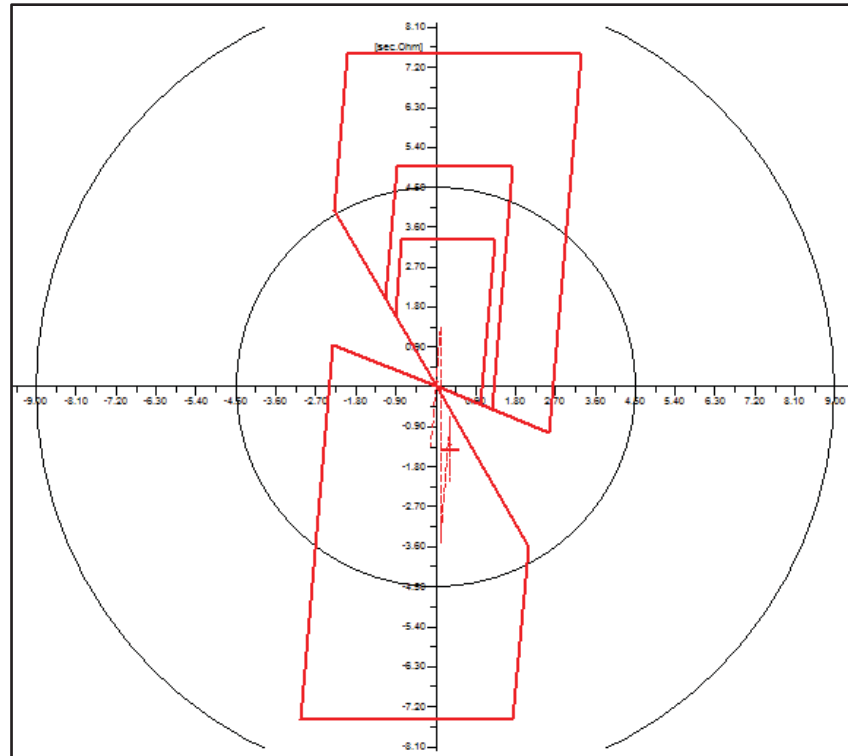


Figura 3-5: Característica relé Siemens 7SA612 subestación “Nueva Cardones” [Fuente: Propia].

La característica que percibe cada relé es distinta, variando principalmente por la compensación serie en la línea.

Los datos obtenidos en cuanto a tiempo de operación, y dirección de la falla simulada y captada por los relés se muestran a continuación.

El porcentaje de ubicación de la falla esta con respecto al extremo subestación “Los Changos”. Cada título de la tabla indica la información de la subestación Los Changos y Nueva Cardones respectivamente.

Tabla 3-9: Resultado sistema con compensación serie.

%Falla en la línea	Zona de operación	Tiempo Trip ms	Z medido	Cumplimiento del criterio
3.39	Rev / Rev	2010 / 2010	0.594 -88.91°/0.877 -68.4°	Falla protección
6.78	Rev / Rev	2010 / 2010	0.453 -87.13°/1.006 -71.96°	Falla protección
13.57	Rev / Rev	2010 / 2010	0.176 -75.05°/1.272 -76.88°	Falla protección
20.36	Forw / Rev	20 / 2010	0.131 58.84°/1.544 -80.08°	Actúa protección
40.73	Forw / Rev	20 / 2010	0.969 81.93°/2.377 -85.22°	Actúa protección
61.10	Forw / Rev	20 / 2010	1.818 83.55° / 3.218 -87.69°	Actúa protección
71.00	Rev / Forw	2010 / 20	2.622 -84.8° / 1.206 85.41	Actúa protección
77.52	Rev / Forw	2010 / 20	2.358 -83.69° / 0.938 85.41°	Actúa protección
83.94	Rev / Forw	2010 / 20	2.095 -82.31° / 0.67 85.41°	Actúa protección
93.57	Rev / Forw	2010 / 20	1.705 -79.43° / 0.268 85.41°	Actúa protección

Según los valores obtenidos existe operación errónea en un tiempo superior a 2 segundos para fallas al comienzo de la línea “Los Changos – Cumbres”, pese a que ambos relés tienen 7 operaciones erróneas cada uno, se complementan obteniendo 3 eventos con un retardo superior al mencionado.

3.5 Resultados obtenidos

Tras las pruebas y los estudios realizados se puede verificar la severidad de una mala operación de los esquemas de protección producto de la compensación serie en la interconexión SIC – SING. Además se puede comprobar que el principal problema se produce para fallas de bajas corrientes, ya que, estas no tienen el nivel necesario para disparar el esquema de protección del condensador dejándolo activo y produciendo errores de medición relacionados con la lógica utilizada en los relés numéricos. Distinto es el caso de las corrientes altas que hacen operar de forma inmediata los sistemas de protección relacionados al condensador en serie haciendo un Bypass en él y dejándolo fuera de operación.

Del caso con compensación se desprende que para una 30% de las fallas aplicadas el esquema presenta problemas de relacionados con la protección 21/21N. Donde en los primeros 20 KM al Sur de la subestación “Los Changos” son más críticos según los datos adjuntos en tablas anteriores.

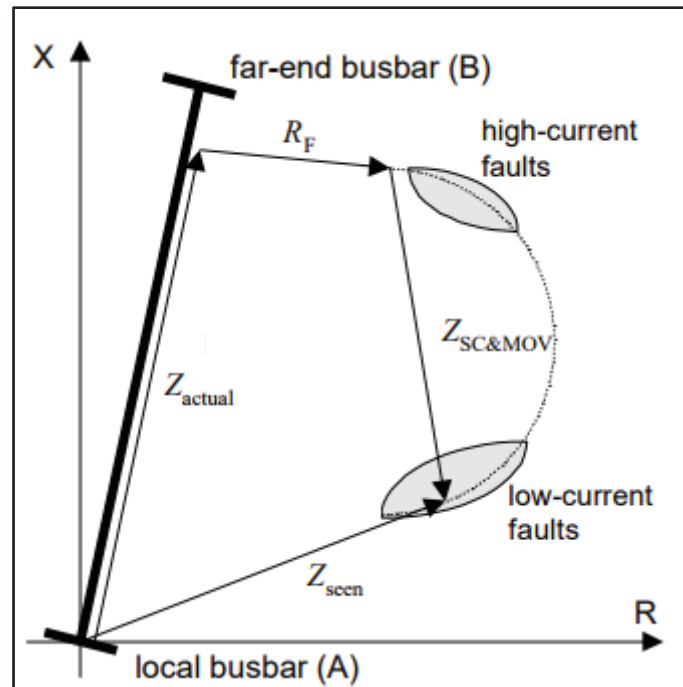


Figura 3-6: Movimiento de la impedancia medida por el relé. [2]

Como se observa según los niveles de resistencia de falla y de corriente, la impedancia tiene un movimiento tendiendo a la dirección Reverse del relé según datos recabados en papers y estudios anteriores. Por lo tanto, esto sugiere un problema principalmente en las tensiones de polarización que utiliza el modelo.

Adicionalmente se agregara como Anexo C la pauta de modelamiento equivalente al relé Siemens 7SA612 utilizada de confección propia, para que futuros estudiantes puedan modelar protecciones eléctricas en DlgSILENT PF, aquí se exponen todos los ajustes necesarios para poder programar una protección en DlgSILENT PF, desde los ajustes a las zonas de operación hasta los ajustes más finos del modelo. El método se basa en la obtención de información desde un Print Out (Datos obtenidos desde el modelo mediante el Software predeterminado) ingresándolos paso a paso en el Software.

4 Resonancia Subsincróna (SSR) producto de la interconexión SIC – SING.

Tras hacer una revisión bibliográfica a distintas tesis realizadas en Chile y que son debidamente citadas y con el fin de reforzar este trabajo de título, se incluirá un breve análisis de los efectos que trae consigo la interconexión en términos de resonancia subsincróna y verificar si existen modos peligrosos de oscilación que podría provocarla.

El primer paso para comenzar con la identificación de frecuencias peligrosas, es hacer un análisis modal que involucre distintas maquinas generadoras tanto en el SIC como SING, donde se proponen como casos de estudio.

Casos de estudio :

- Máxima demanda flujos de SIC a SING.
- Mínima demanda flujos de SIC a SING.
- Máxima demanda flujos de SING a SIC.
- Mínima demanda flujos de SING a SIC. [8]

4.1 Modos iniciales SIC

Del estudio, se investigan los modos inestables preexistentes en el SIC con un total de 8 modos donde 4 de ellos corresponden a modos oscilatorios. [8]

Estos modos corresponden a las siguientes maquinas :

- San Isidro 1TG.
- WT3T El Arrayan.
- WT3E1 Talinay 3 MW.
- WT3E1 Talinay 2 MW.

Tabla 4-1: Modos peligrosos SIC. [8]

Modo	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
107	0	-1
110	121.14	-0.034
111	121.14	-0.034
112	0	-1
1168	1.6187	-0.016
1169	-1.6187	-0.016
1264	0	-1
1354	0	-1

Estos modos no conforman una fuente de peligro para el sistema interconectado, ya que, con la corrección de algunos controladores en las maquinas antes mencionadas se consigue eliminar los modos oscilatorios no generando problemas en la interconexión. [9]

4.2 Modos iniciales SING.

Tras realizar el análisis modal, en este escenario no existen modos preexistentes que sean peligrosos para el sistema interconectado. [8].

4.3 Caso de interés.

Este caso es de interés puesto que un sistema de menor inercia tal como el SING le inyecta energía a uno de mayor inercia como el SIC, esta condición podría generar mayor inestabilidad en el sistema.

Tras realizar un análisis se desprende que los casos donde el SIC inyecta potencia al SING no forman un riesgo referente a resonancia Subsincróna, analizando el caso donde el SING inyecta energía se desprenden los siguientes datos.

Tabla 4-2: SING inyectando potencia al SIC. [8]

Modo	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
150	36.29	0.68
151	36.29	0.68
152	36.29	0.68
153	36.29	0.68
091	36.29	0.68
088	36.29	0.68
089	36.29	0.68
078	19.67	0.97
079	19.67	0.97
099	19.58	0.87
100	19.58	0.87
143	15.10	0.46
144	15.10	0.46

Como se observa según los datos registrados en el estudio, existen valores de amortiguamiento bajos pero ninguno presenta problemas para la interconexión SIC – SING, puesto que, esto conformaría un problema para niveles de amortiguamiento menores al 20%.

4.4 Análisis de resultados.

Es claro que en cuanto a razones de amortiguamiento, las más críticas son las oscilaciones sub amortiguadas, ya que, estas hacen que el sistema sea inestable. Los amortiguamiento que se encuentran en valor de 0 a 0.2 corresponden a oscilaciones sub amortiguadas, de los datos obtenidos del estudio realizado el año 2016 en la Universidad de Chile se desprenden conclusiones positivas en cuanto al funcionamiento de la interconexión, ya que, las razones de amortiguamiento bajo ningún escenario se encuentra en el umbral de oscilaciones sub amortiguadas.

Esto no quiere decir que la red no va a sufrir de SSR. Bajo algún cambio del esquema, vale decir, inclusión de nuevos generadores o maquinas cercanas a la interconexión o realizar un análisis según la potencia transferida, para estos efectos es recomendable realizar un análisis de sensibilidades identificando principalmente las variables más afectadas antes cambios en el esquema de potencia.

Es usado como valor de referencia 5% de amortiguamiento para tomar medidas correctivas y evitar que la oscilación crezca de manera destructiva.

5 Modelo Siemens 7SA612

Como es sabido cada modelo de protección varía según el fabricante que la diseño, pudiendo variar en aspectos como la lógica utilizada y el lenguaje con el cual se especifica cada parámetro eléctrico.

Según lo planteado anteriormente para este escrito se tomara como modelo la protección numérica Siemens 7SA612, la cual tiene su correspondiente formato compatible con DIGSILENT PF siendo el que se usara en las simulaciones hechas para efectos de este escrito.

En total este relé cuenta con cinco zonas independientes, teniendo la posibilidad de controlar cada loop de impedancia de falla. Como se observa en la figura, además hay un trapecioide de carga con variables de setting R_{Load} y φ_{Load} para valores mayores se corta el área de carga de impedancia sacándolas fuera del polígono y evitando una operación errónea por altas corriente de carga. Adicionalmente existe un setting angular para la zona 1, la cual tiene como objetivo evitar operaciones en zona 1 por efectos de sobre alcance del relé.

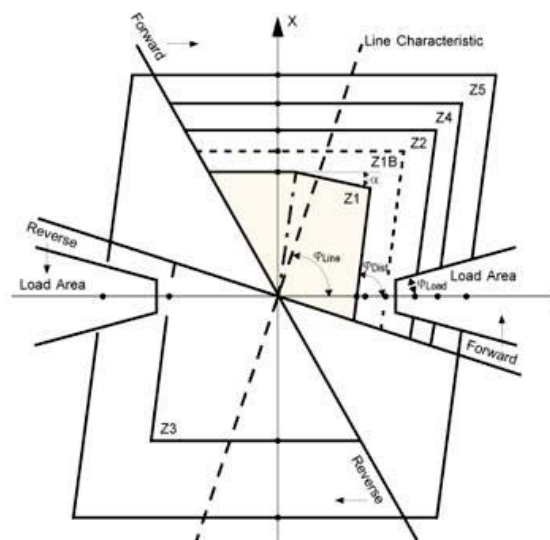


Figura 5-1: Característica cuadrilateral Siemens 7SA612. [5]

5.1 Determinación de la dirección Siemens 7SA612

Para determinar la dirección de la falla, el relé Siemens 7SA612 utiliza el vector de impedancia de falla, donde dependiendo de la calidad de los valores medidos se utilizarán distintos métodos para el cálculo de la dirección. Al momento de una falla son muchos los fenómenos que experimentan los sistemas de transmisión, distorsionando tensiones de polarización o generando oscilaciones en cuanto a estabilidad del sistema, por este motivo las tensiones utilizadas son las de pre falla, realizando el cálculo lo más limpio posible.

También y según lo que plantea el fabricante las tensiones de polarización utilizadas en algunos casos son en cuadratura tal como se muestra a continuación. [5]

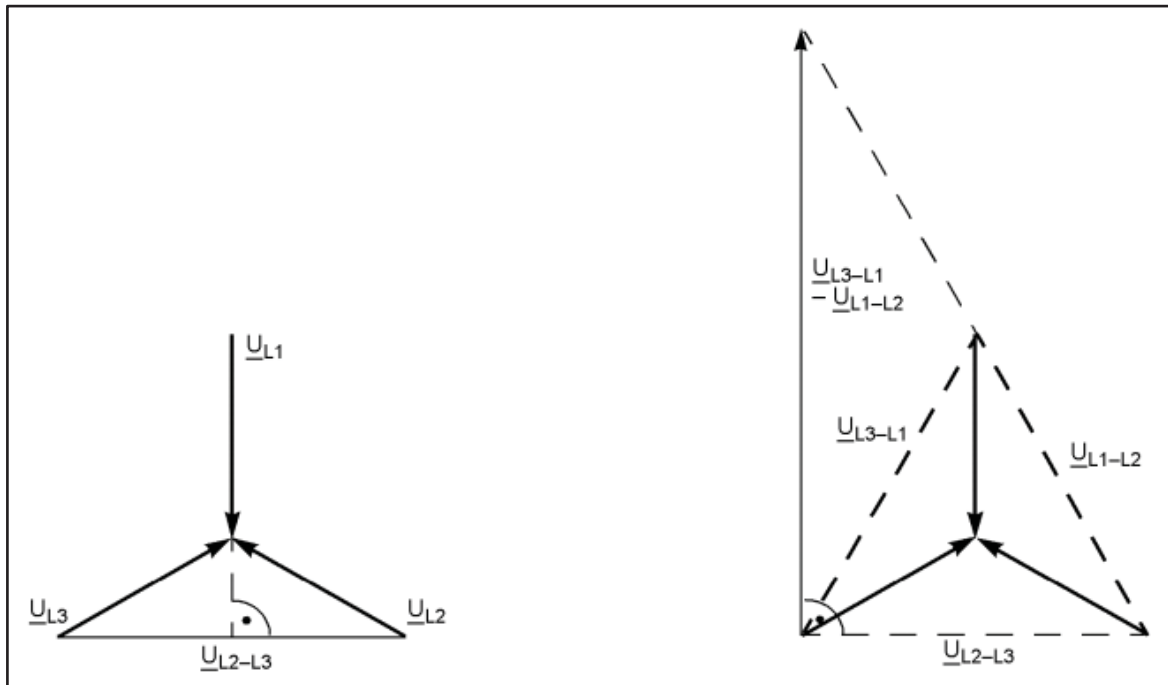


Figura 5-2: Tensiones de polarización en cuadratura. [5]

Con los voltajes de cuadratura antes mencionados, se consigue una característica direccional fija, con ángulos de 30° y 22° respectivamente, tal como se observa en la figura.

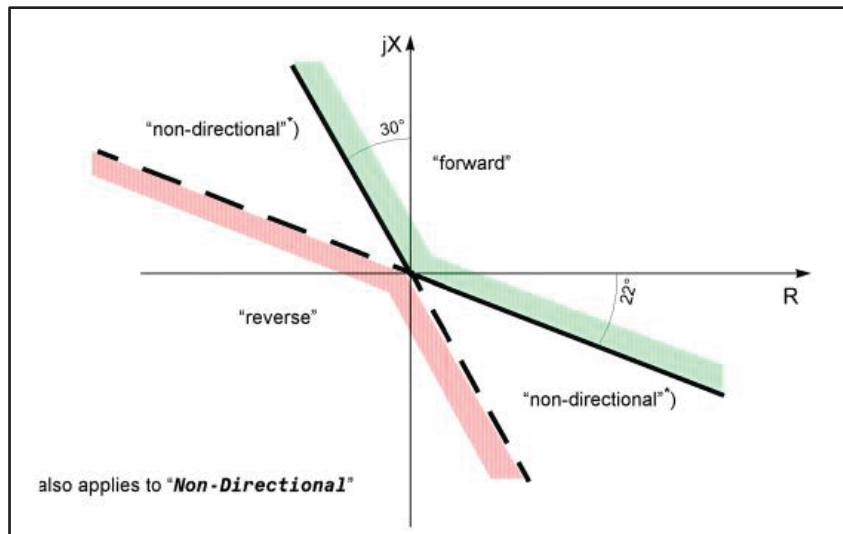


Figura 5-3: Direccionalidad Siemens 7SA612. [5]

En la práctica la posición de la característica direccional cuando se usan voltajes memorizados depende tanto de la fuente como de la carga transferida en las líneas antes de la falla.

Para mostrar de mejor forma esto, se considera lo siguiente :

- Una falla dirección Forward F1.
- Una falla dirección Reverse F2.

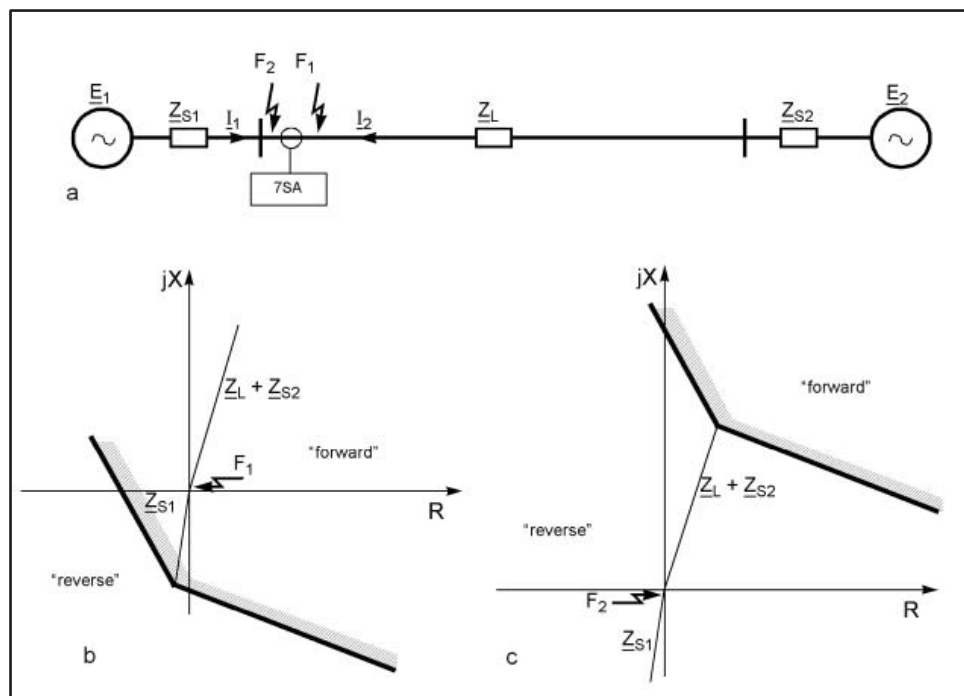


Figura 5-4: Lógica de identificación de dirección. [5]

Como se observa tras una falla en F1 el esquema considera una dirección desplazada en el plano $R - X$ en un valor de impedancia equivalente al sistema 1 "E1", ubicando la zona fallada en dirección Forward actuando según lo establece la lógica direccional de Siemens 7SA612.

Distinto es el caso de la falla F2, es claro que la corriente censada por el relé es I_2 , donde tras hacer los cálculos correspondientes de impedancia, la característica se desplaza con dirección forward situando la falla en dirección reverse tal cual muestra la Figura 5-5. [5]

5.2 Dirección sistemas con compensación serie.

La característica direccional y el correspondiente desplazamiento que tienen los sistemas con compensación serie referente a la resta entre la impedancia inductiva característica del circuito y la impedancia capacitiva correspondiente al sistema de compensación tiene el siguiente comportamiento en tensión según lo planteado en el manual del relé Siemens 7SA612.

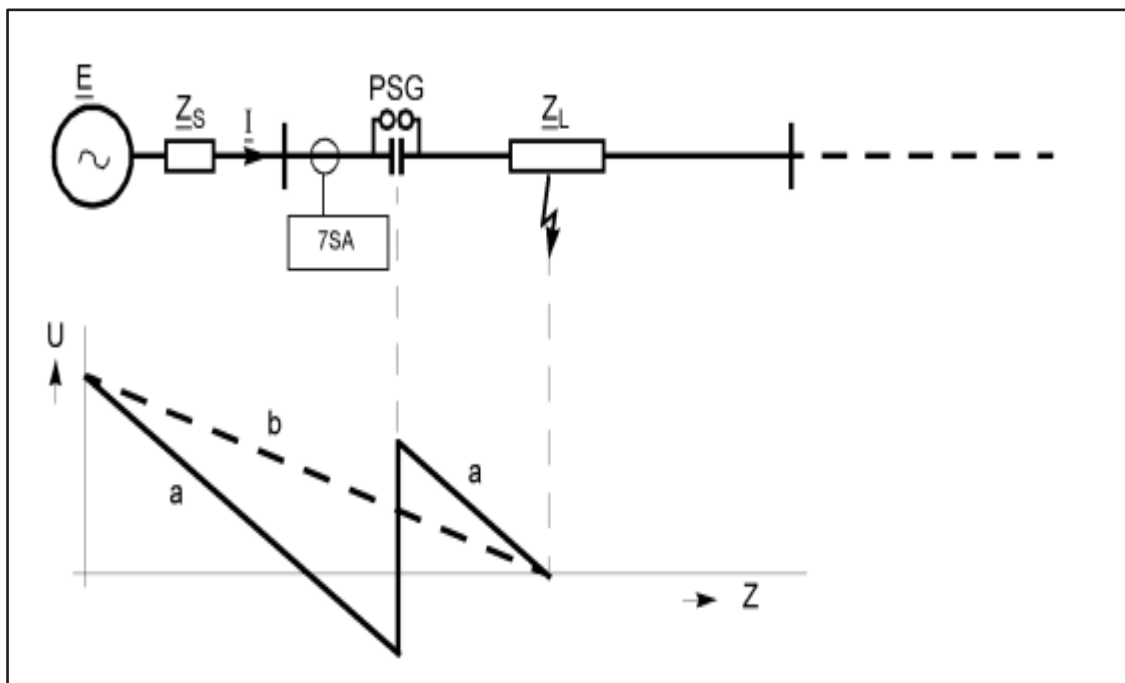


Figura 5-6: Comportamiento de tensión sistemas con compensación serie. [5]

Como se observa en la siguiente imagen, al tener una falla pasado el banco de capacitores se tiene el comportamiento en tensión mostrado en la Figura 5-7. Como la tensión inducida en la banco es de signo contrario a la tensión general del sistema, se verifica un aumento de la tensión pasado el punto de compensación serie induciendo errores en la operación del sistema. Con el perfil de tensión visto anteriormente es claro que la protección detectaría una dirección errónea.

Se destacan dos casos importantes que ya fueron analizados en el contexto de la interconexión entre los sistemas SIC – SING en Chile.

- Sin la operación del sistema PSG (Protective Spark Gap).
- Con la operación del sistema PSG.

Utilizando la tensión de pre falla memorizada realizando un ajuste en el equipo, el sistema de detección de fallas tiene un comportamiento diferente, de tal forma, que la impedancia vista por el relé sea siempre menor que la reactancia serie no provocando la inversión de la dirección aparentemente vista en los casos planteados anteriormente.

A continuación y de la misma forma que se planteó la polarización sin compensación serie, se explicara el funcionamiento del esquema con un sistema que detecte de manera correcta la dirección mediante la utilización de tensiones memorizadas de pre falla basados en el cálculo y el desplazamiento de la característica direccional en valores equivalente a la impedancia del sistema E1 y E2 respectivamente, situando la característica donde corresponda según la falla aplicada al sistema de transmisión. Tal como se observa en la siguiente figura.

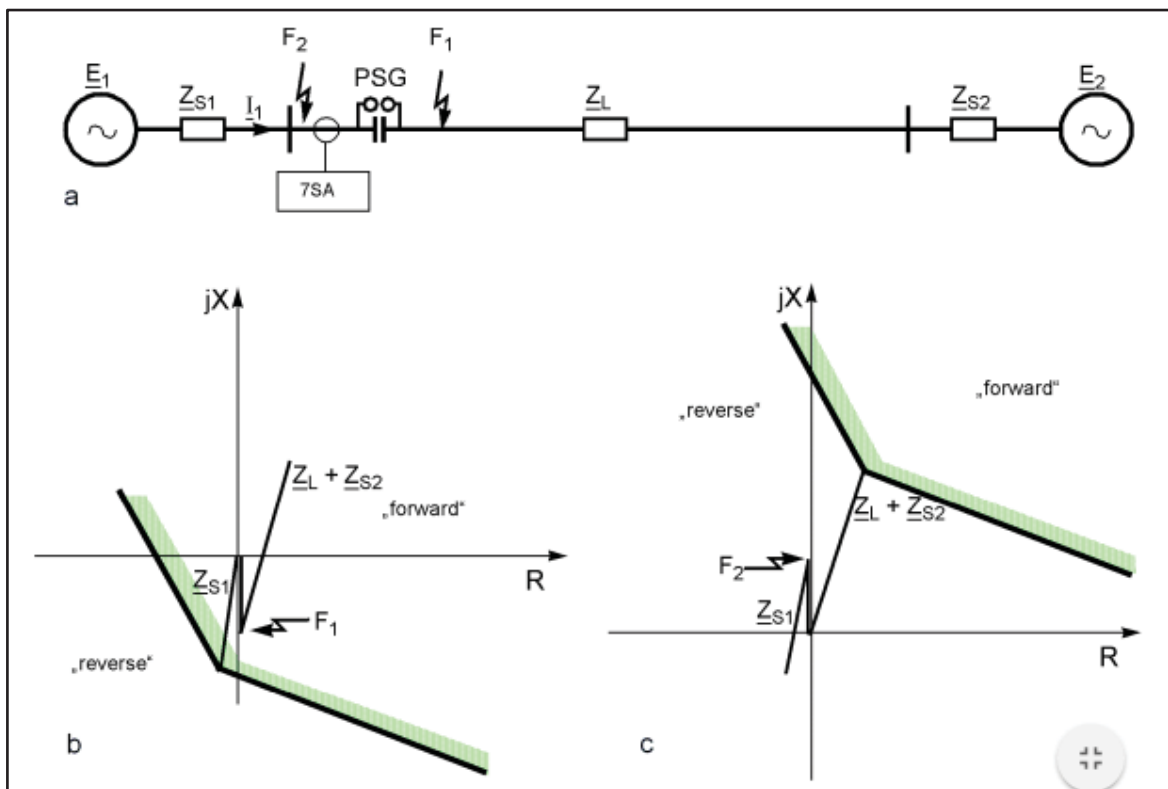


Figura 5-8: Dirección sistemas con compensación serie [5]

Se verifica, al igual que las simulaciones realizadas en el capítulo 3 “Casos de estudio”, la modificación de la impedancia aparente de la línea, con la diferencia que para fallas ubicadas en el punto F1

existe un desplazamiento de la característica en dirección Reverse, situando la falla F1 en dirección Forward, operando de forma correcta ante este tipo de fallas.

El concepto es el mismo para fallas aplicadas en F2, ya que, para este caso el desplazamiento de la característica direccional es con dirección Forward, situando la falla correctamente en dirección Reverse sin una operación del esquema de protección.

Según el planteamiento que hace Siemens, se tiene el siguiente diagrama lógico para la primera zona de operación, donde, al tener sistemas con compensación serie la diferencia radica principalmente en la determinación de la dirección correcta. Realizando un ajuste en la opción **SIS – COM** se habilita o deshabilita la opción de operar en sistemas con compensación serie.

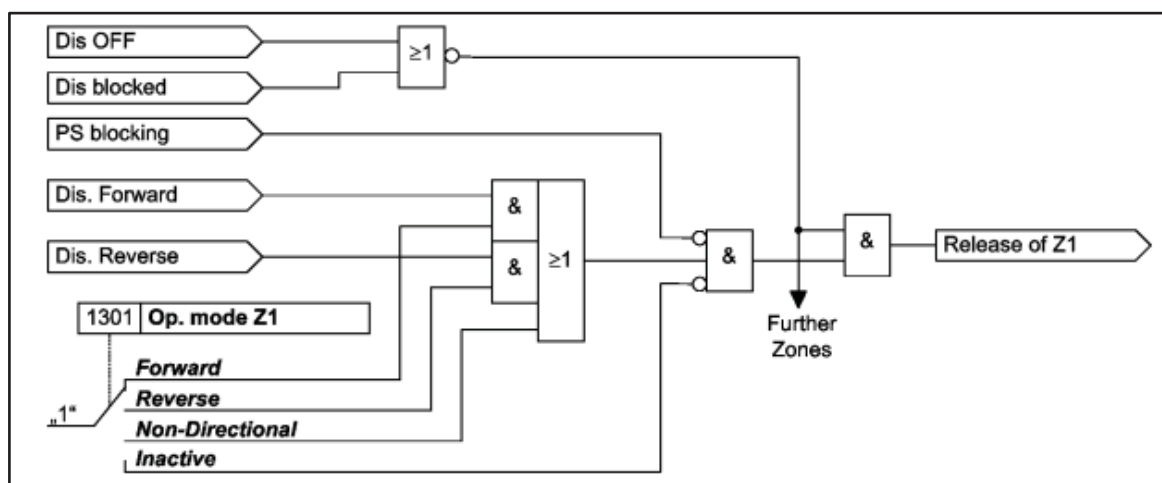


Figura 5-9: Lógica Siemens 7SA612 [5]

5.3 Modelos aplicables a sistemas con compensación serie.

Hay distintos modelos con los cuales se proveerá de protección a las líneas de la interconexión, cada uno con diferentes sistemas de detección de fallas en caso de tener líneas con compensación serie, asegurando la operación de los esquemas en tiempos según la NTSyCS dependiendo de sus equipos de tele protección comandados por distintas lógicas según sea el caso.

Algunos modelos aplicables con una lógica para sistemas con compensación serie son :

- Siemens 7SA612 (Propuesto como caso de estudio).
- ABB Rel 670.
- Schweitzer 411L.
- General Electric D60.

Cada uno con una lógica distinta en su detector de falla, de tal forma que la falla se ubique en la zona correcta con la dirección correcta y con los tiempos esperados de respuesta ante un evento de falla, vale decir, corto circuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos, tanto para fallas de fase como de fase a tierra.

6 Sistemas PMU

Existen distintos sistemas capaces de obtener o aproximar valores de un sistema eléctrico de potencia. Actualmente los sistemas SCADA son utilizados para realizar una aproximación de distintos sistemas, ya sea, de origen eléctrico o mecánico.

A diferencia de SCADA los sistemas PMU o PMCU son capaces de obtener datos en tiempo real, es decir, con un equipo enlazado a la red eléctrica se obtendrán datos reales con una etiqueta de tiempo, el cual se sincroniza con “Coordinated Universal Time” (UTC). Muchas son las aplicaciones en que se ocupan estos sistemas, para efectos de este escrito se orientará al control con dispositivos basados en sistemas PMU.

Existen distintas formas de tomar muestras de tensión y corrientes, una de ellas es mediante “PMU Conexión Tester”, este software entrega el modulo necesario para traspasar la información a formato Excel mediante la norma IEEE C37.118. Pese a que es posible obtener muestras en formato Excel, en la realidad esto solo sirve para hacer una revisión de los fenómenos ocurridos en un sistema interconectado a modo de concentrador de datos o como herramienta de visualización en una central de monitoreo. Se adjuntara esta norma en un apéndice al final de este escrito. [10]

Actualmente la PUCV tiene un sistema de adquisición de datos PMU, la cual cuenta con una PMU Schweitzer, un dispositivo GPS y un concentrador de datos como elementos eléctricos, además cuenta con un sistema de telecomunicación, el cual está destinado a darle la categoría de una red de área amplia. La idea general de operación es coordinar con un tren de pulso cuadrado de tal forma que cada cambio de segundo coincida con un flanco de subida, de esta forma se podrá asociar los fasores a una marca temporal. La ventaja que esto tienes radica en que con datos de distintos lugares se pueden crear mapas certeros del sistema de potencia o contrastar valores obtenidos en Valparaíso (PUCV) con los obtenidos en Concepción (UDEC).

A continuación se realizara un análisis detallado de los componentes que forman parte del sistema sincrofasor en la PUCV definiendo la función que tiene cada uno en el desarrollo de este proyecto, adicionalmente se incluirá el computador central SVP Schweitzer 3378.

6.1 Aplicación de sistemas sincrofasor en SIEPAC

Actualmente los sistemas sincrofasor son en gran cantidad de sistemas eléctricos, conformando redes de área amplia con la finalidad de proveer de confiabilidad y automatización. Un caso particular es el sistema interconectado de los países de América Central, el cual consta con una

línea de 230 KV con una extensión de 1790 kilómetros en total. La aplicación sincrofasor en estas condiciones es muy útil, la idea del esquema utilizado es desconectar el sistema en el caso que se encuentren frecuencias peligrosas que puedan hacer inestable el sistema, según los criterios utilizados es primordial que el sistema eléctrico Guatemalteco nunca se quede sin suministro eléctrico.

A continuación se observa el SIEPAC



Figura 6-1: Sistema eléctrico de los países de América Central [9]

El administrador del mercado mayorista de Guatemala es el encargado de garantizar un traspaso de energía confiable sus países vecinos, vale decir, México y El Salvador, es aquí donde la tecnología sincrofasor es utilizada para controlar las interconexiones y desconectar el sistema en el caso que el suministro eléctrico a Guatemala corra peligro.

La red de área amplia utilizada en el SIEPAC consta de unidades PMU con una capacidad de envío de información equivalente a 30 muestras por segundo, consiguiendo así procesos de control en un equivalente de 100 ms. Esta información es relevante para este estudio, ya que, como segundo modelo se propone una red de área amplia con unidades PMU capaces de enviar 60 muestras cada segundo, corroborando la aplicación en el sistema interconectado central chileno (Interconexión del SIC con el SING).

La aplicación sincrofasorial al SIEPAC trae consigo múltiples beneficios, ya que, en comparación al sistema SCADA utilizado que mediante aproximaciones era capaz de obtener información con un mínimo de 4 segundos de retardo ha evolucionado a un sistema capaz de entregar información en tiempo real gracias a la utilización de la red de área amplia.

En la siguiente figura se observa el interconexión de Guatemala con El Salvador, las líneas Aguacapa y Moyuta interconectan al sur a estos dos países, aquí se utilizan 2 unidades de medición fasorial las cuales envían la información de tensión y corriente a un computador central SPU en un centro de control el cual calcula el intercambio de potencia activa entre Guatemala y El Salvador, según la coherencia de las potencias calculadas es que el sistema (SPU) puede tomar acciones

de control basadas en la magnitud de las información como mediante la realización de un análisis modal orientado a desconectar el sistema en caso de que se detecten valores en frecuencia peligrosos para el sistema eléctrico de Guatemala.

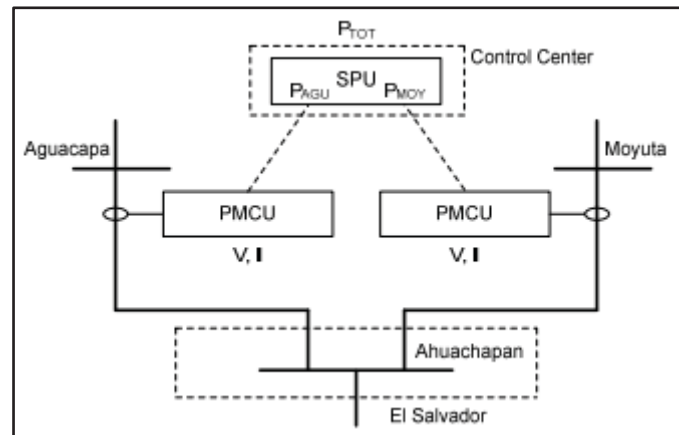


Figura 6-2: Interconexión de Guatemala con El Salvador. [9]

Un ejemplo de operación del sistema eléctrico de los países de América Central se analiza a continuación. Primeramente se detecta una inestabilidad en cuanto a los valores de potencia transferidos, ante este aumento repentino de la energía circulante en la interconexión mediante la línea de Moyuta y Aguacapa las cuales enviaban energía al Salvador, la siguiente acción fue la desconexiones del sistema mediante la lógica programada en el centro de control del administrador del mercado mayorista. El fenómeno se observa en la Figura 6-3.

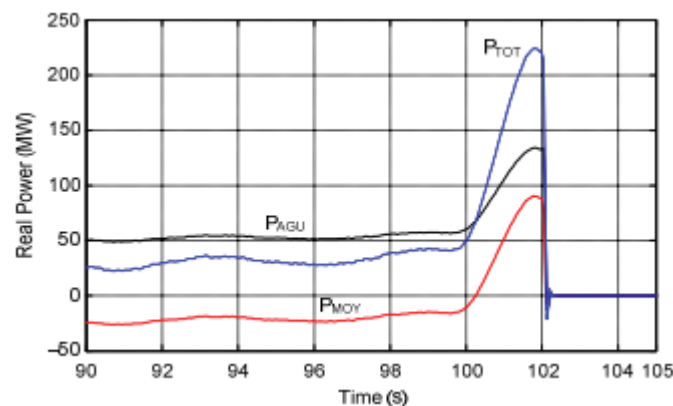


Figura 6-3: Desconexión SIEPAC. [9]

Se observa que tras el aumento de la potencia total trasferida hacia El Salvador, la desconexión se realiza en 200 milisegundos, considerando la utilización de PMU con capacidad de 30 muestras por segundo, evidentemente este tiempo se ve reducido ante la utilización de unidades con mayor capacidad de obtención de datos por segundo.

6.2 Enlace Pontificia Universidad Católica de Valparaíso con el Coordinador Eléctrico Nacional

Como se mencionó anteriormente, la PUCV tiene un enlace con la red trifásica del sistema de distribución, es decir, las instalaciones de la PUCV están enlazadas a la Red WAN del Coordinador Eléctrico Nacional. La idea central de trabajar con este sistema es tomar muestras de datos y poder diseñar sistemas de control asociados a la protección de las líneas de transmisión con compensación en la interconexión del SIC con el SING, a las fecha (2017) la entrega de la obra se entregaría el primer semestre del 2018.

6.2.1 Obtención de datos enlace PUCV

Para poder obtener los datos en el laboratorio de protecciones de la PUCV primero se debe instalar el programa PMU conexión tester, el cual modula los datos y los hace visibles mediante un documento Excel. Cabe destacar que los datos son tomados en un tiempo reducido, ya que, 10 segundos equivalen a una cantidad 60 muestras por segundo. Por ende los concentradores de datos deben ser los apropiados.

El primer paso es configurar la red de área local, esto se hace ingresando al menú de redes que tiene el computador que se encuentra en el laboratorio.

Para sincronizar el Software con la PMU y el Switch Cisco se deben ingresar las IP que se muestran en la imagen.

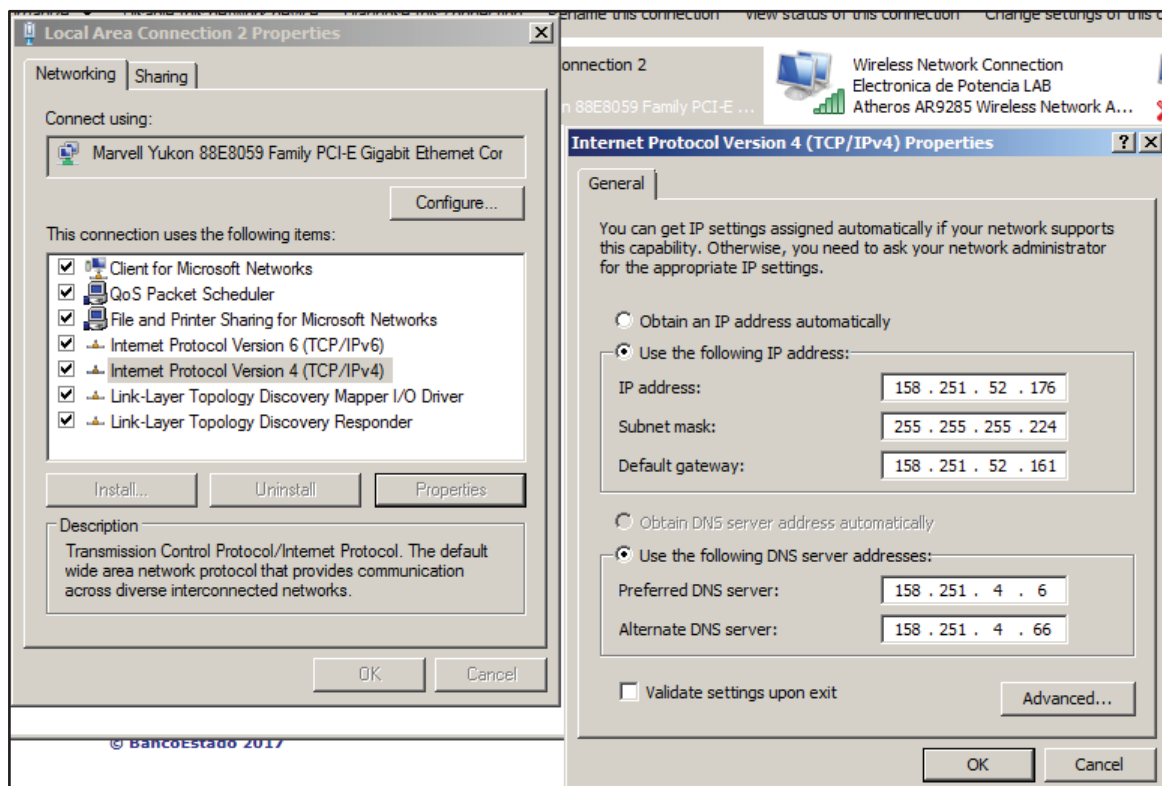


Figura 6-4: IP Para coordinar el sistema sincrofasorial PUCV [Fuente: Propia].

Una vez el computador reconozca la red esto se podrá verificar en la parte inferior derecha del Pc con el icono de conexión local. Ahora es posible abrir PMU Conexión Tester.

Una vez dentro del programa se debe establecer el número de la norma que se usara. Para efectos de este escrito se establece la norma IEEE C37.118.2.2011.

Adicionalmente se establecen los valores del Ip Host y del Port con los valores que se muestran en la siguiente figura.

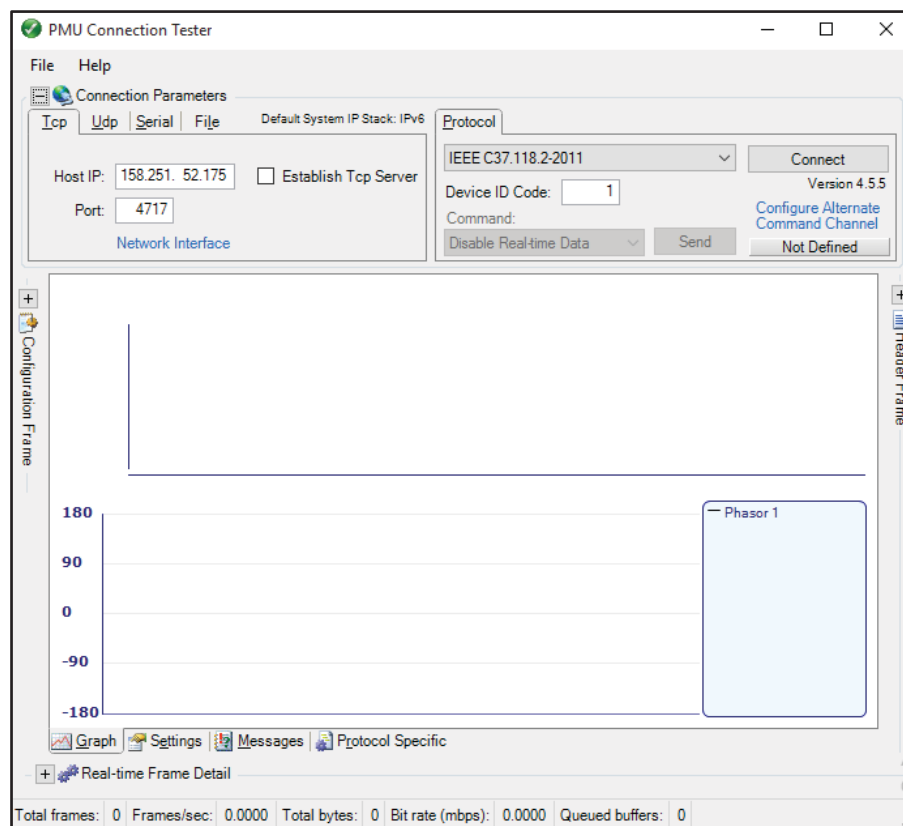


Figura 6-5: IP PMU Conexión Tester [Fuente: Propia].

El formato de obtención de datos se muestra en un Anexo al término de este escrito.

Cabe destacar que este método sólo se utiliza para extraer y visualizar los datos de la red, para efectos de crear un sistema de control no es aplicable más que para bosquejar, analizar o contrastar los datos con otras regiones del país.

Esta información se analiza con mayor detalle en el Anexo B adjunto en este escrito.

6.2.2 Relé SEL 351 – Equipo de (PMU).

Para poder realizar las mediciones correspondientes es necesario tener el equipo apropiado de medición, para este fin se utilizan PMU o PMCU, hoy en día distintas marcas y modelos incorporan

módulos de medición fasorial, la diferencia principalmente radica en que la PMCU incorpora un Reloj Satelital.

En la Figura 6-6 se muestra la PMU que se encuentra instalado en la universidad y la que se proyecta en el esquema que se confecciona en este escrito.



Figura 6-6: Relé SEL – 351A [12].

Este equipo satisface las condiciones que establece el Coordinador Eléctrico nacional para poder realizar la conexión con sus sistemas. A diferencia de otros modelos más antiguos, este es capaz de obtener 60 muestras de fasor cada segundo. Con esto se podrían tomar acciones de control en torno a los 100 milisegundos [12]. Por este motivo es que se necesitan concentradores de datos muy potentes, ya que, cada segundo de captura significan más de 60 muestras de valores distintos, considerando un sistema trifásico con una muestra de frecuencia, 3 tensiones y ángulos diferentes los requerimientos de procesamiento serían altos. El modelo con el que se trabaja en la universidad no puede ser programado, ya que, según el manual Schweitzer el modelo SEL 351 no tiene un módulo Synchrophasor Vector Processor (SVP), por lo tanto, los trabajos se realizarán desde el punto de vista demostrativo y basado en los manuales que tiene Schweitzer para sus distintos modelos. [11].

De igual manera se explicara de manera detallada que SVP puede ser programado para tomar acciones ante problemas en el sistema de potencia (SEL – 3378).

Se verifican las distintas funciones de protección que integra Schweitzer con su modelo SEL 351, entre ellas se encuentra la de interés, la función PMU. La conexión del equipo a la red de energía, y a la red Ethernet se observan en la Figura 6-7.

La red Ethernet proporciona una plataforma para transferir los datos desde la PMU al computador, en el caso del enlace que maneja la PUCV en su laboratorio de protecciones, esto se hace mediante una conexión física existente.



6.2.3 SVP SEL – 3378.

The image shows the SEL 3378 alarm panel, which is a blue rectangular device with a black keypad and a small display. The keypad has 12 buttons arranged in a 3x4 grid, labeled 1 through 12. The display shows the text "LAMP TEST" and "KONN". To the right of the keypad, there is a small green LED indicator labeled "ALARM" and a small square button. The SEL logo is visible in the bottom right corner of the panel.

Para comenzar a describir una de las piezas fundamentales de una red de sincrofasores capaz de tomar acciones de control, se identificarán algunos de los beneficios resaltando los que más aportan en el desarrollo de este proyecto.

- Mejora la confiabilidad general de un sistema de potencia.
- Capacidad de identificar y responder ante oscilaciones de potencia.
- Recopilación de datos y generar operaciones matemáticas.
- Eliminación de mediciones redundantes minimizando los requisitos de los canales de comunicación.
- Cálculo de impedancia en tiempo real.
- Programado de aplicaciones. [13]

Este computador central permite tomar acciones de control orientando el sistema de protección al reconocimiento de fallas en líneas de transmisión con compensación serie, ya que, permite el cálculo de impedancia en tiempo real, un punto importante en el desarrollo de esta investigación. Adicionalmente proporciona un módulo para programar las distintas aplicaciones.

El fabricante en su manual de usuario especifica los siguientes puntos :

- Admite comunicación serial o red Ethernet para recopilación de datos de sincrofasor.
- Conexión de 20 dispositivos de medición fasorial en paralelo utilizando el protocolo IEEE C37.118-2005.
- Velocidad de transmisión de datos menores a 8 milisegundos.
- Envío de comandos de control basado en las mediciones sincrofasorial a dispositivos externos en menos de 8 milisegundos.
- Posibilidad de combinar los bloques predefinidos en la lógica SEL para crear redes de sincrofasor basadas en el monitoreo, control, protección y automatización de los sistemas de potencia.

Este computador central admite la inclusión de funciones en su programación, las cuales serán utilizadas para crear un sistema de control fasorial capaz de tomar acciones de control ante un evento de falla en el sistema interconectado modelado en capítulos anteriores.

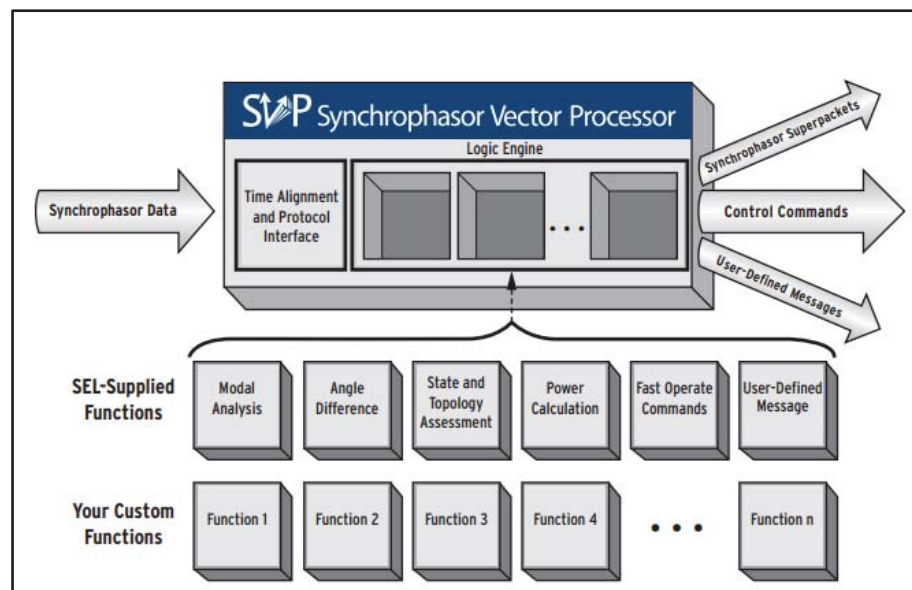


Figura 6-9: Set de funciones SVP SEL – 3378 [12].

Por programación de fábrica el SVP SEL – 3378 es capaz procesar las siguientes funciones en su sistema :

- Análisis Modal
- Diferencia ángulo
- Evaluaciones de estado
- Cálculo de potencia
- Comandos de operación rápida.

Incluye los bloques de funciones disponibles, admitiendo gran cantidad de estas. Es difícil pensar en crear un algoritmo de control en una función, por lo que, el algoritmo que se encuentra en diseño juntara un set de estas funciones con algunas ya predefinidas, como lo es la función medición de impedancia, esto se definirá en los próximos capítulos en detalle.

El modulo que incluye Schweitzer para la programación de las distintas funciones es “SVP Configurator” a modo de ejemplo se adjunta la interfaz que tiene este programa.

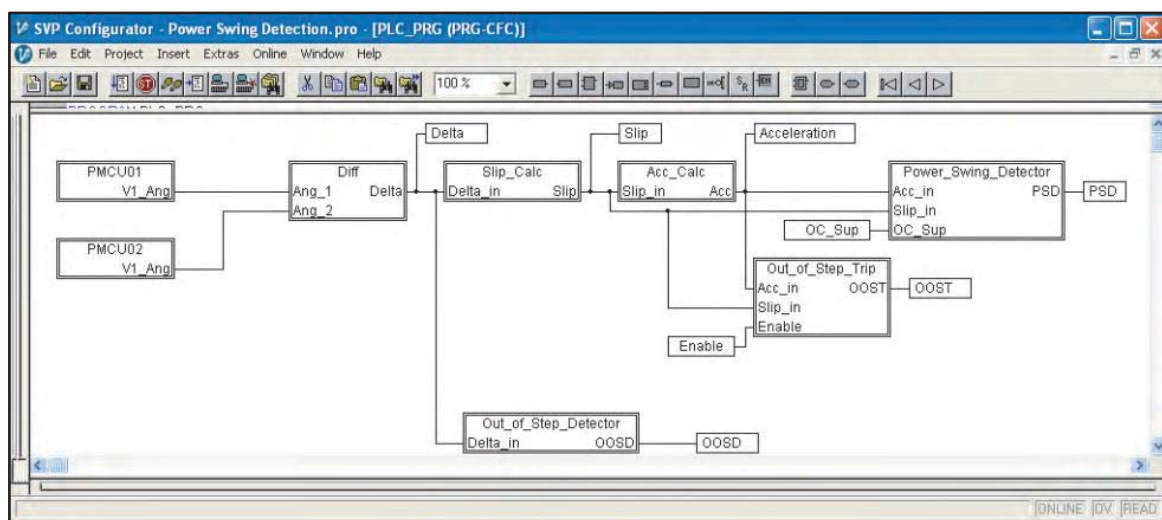


Figura 6-10: Algebra de bloques Schweitzer – SVP 3378 [13].

Como se observa la interfaz presenta una programación de bloques similar a lo que expone Matlab en sus distintas funciones, claramente acotado para las funciones clásicas que usan los relés numéricos.

Este programa es utilizado para detectar oscilaciones de potencia, mediante la comparación de dos ángulos tomados en lugares geográficos distintos, esto es posible gracias a la tecnología sincrofasorial que posibilita el tratado en tiempo real de valores angulares, entre otros.

Esquemáticamente el computador central (SVP) en términos del fin de este proyecto, se ubicará según el siguiente diagrama.

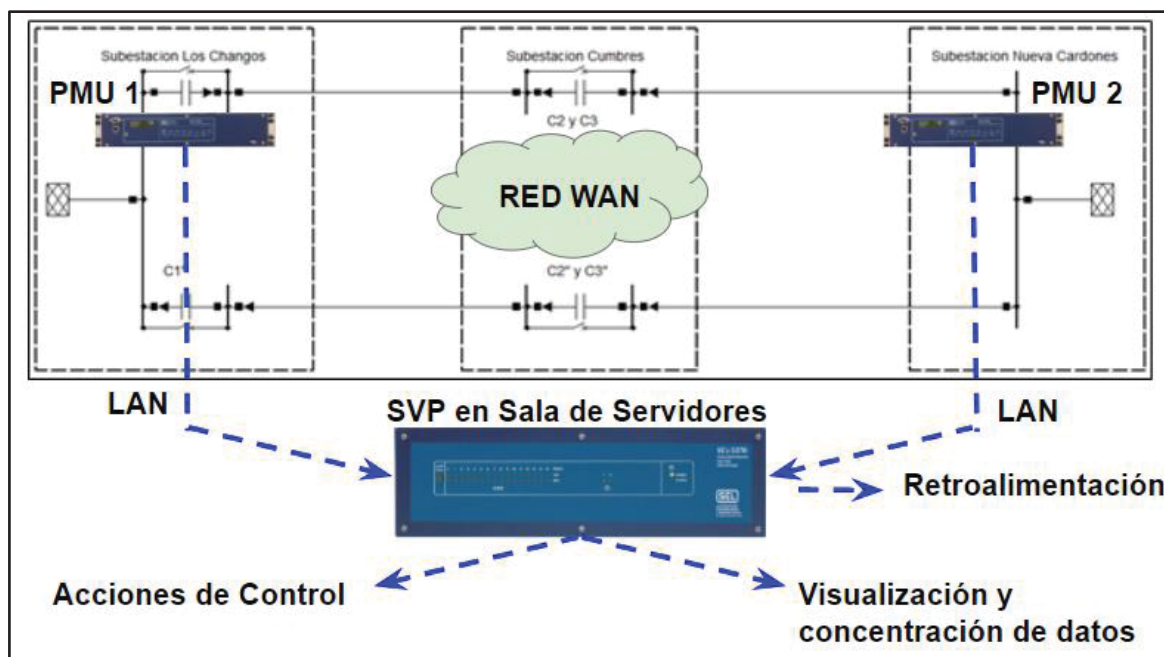


Figura 6-11: Ubicación preliminar de la red WAN [Fuente: Propia].

Recibiendo la información de las PMU 1 y PMU 2, el computador central es capaz de procesarlo, almacenarlo y realizar una retroalimentación con el fin de corregir una situación de riesgo.

6.2.4 Reloj Satelital SEL – 2401.

Como se mencionó anteriormente, una características principales que deben tener los sistemas con PMU (en este caso SEL 351A) es que deben contar con un dispositivo de sincronización de posicionamiento, para poder coordinar adecuadamente la hora UTC en función de la posición que tienen los equipos en el mundo.

Para el caso de estudio el dispositivo GPS entregara el valor de posicionamiento en la subestación Los Changos y en Nueva cardones coordinado además con la hora UTC. El SEL 2401 se alimenta desde una fuente continua externa. El fabricante recomienda para esto utilizar toda la gama Schweitzer, entregando mayor confiabilidad al sistema, ya que, cada elemento está hecho para funcionar con su complemento.

Por lo tanto el equipamiento necesario para satisfacer la condición de coordinación de tiempo y lugar está dado por el conjunto Schweitzer GPS y fuente de voltaje continúa.

Es conveniente respaldar el sistema sincrofasorial completo con una unidad UPS, ya que, para sistemas aislados como el de la PUCV una desconexión eléctrica del sistema podría dejarlo sin la coordinación de tiempo y lugar necesaria para su correcto funcionamiento.

La conexión del esquema completo se presentara en los capítulos siguientes.



Figura 6-12: GPS – Schweitzer 2401 [14].

Parámetros técnicos del GPS :

- Sincronización con precisión en torno a los 100 nanosegundos.
- Salidas de información tiempo (IRIG – B) compatibles con formatos de entrada y salida PMU.
- Funciona con fuente de alimentación continua y alterna en un rango de 18 – 300 Vdc y 85 – 264 Vac respectivamente. [14]



Figura 6-13: Ubicación preliminar de la red WAN [14].

6.2.5 Método de sincronización de relojes

Como se sabe los sistemas PMU deben estar sincronizados con respecto a su lugar según el horario UTC. Existen distintos métodos para sincronizar los sistemas, van desde sincronización mediante internet, GPS y sincronización White Rabbit en otros.

Es este el punto donde la física cuántica podría jugar un papel importante con sus algoritmos cuánticos, ya sea la tele portación o la sincronización de relojes a niveles cuánticos, reduciendo de forma considerable el error de sincronización y por ende reduciendo el error generado a nivel angular de cada muestra de dato.

Para efectos de este escrito se sincronizan los relojes mediante el método convencional GPS, el cual utiliza el sistema de posicionamiento global para establecer sus referencias.

Al igual que la mayoría de los métodos no cuánticos, esta forma tiene algunos inconvenientes, tales como :

- No es posible sincronizar relojes de forma subterránea, ya que este método depende de las señales de posicionamiento global.
- Problema de seguridad. Este problema puede causar fallas a nivel del sistema de control, ya que, la redes GPS al no ser redes encriptadas pueden ser intervenidas mediante señales con un coeficiente de ruido mayor, descortinando el sistema sincrofasor en el punto geográfico determinado.

La lógica de sincronización se establece con el envío de señales de un punto a otro y realizando la medición del tiempo que tarda dicha señal, de esta forma se coordinan ambos puntos.

6.2.6 Switch SEL 2730 – Administrable.

Existen distintos dispositivos validados para la administración de redes, para efectos de este estudio se escoge el Switch SEL – 2730 administrable el cual compatibiliza con el resto de dispositivos que forman parte de una red WAN, por este mismo motivo se escoge la líneas de Schweitzer completa siguiendo las recomendaciones que hace el fabricante.



Figura 6-14: Switch SEL – 2730 [14].

Si el computador central es el encargado de enviar o recibir información con fines de control, el switch es el encargado de transportar y administrar esta información, dirigiéndola al lugar correcto, existe información destinada al control, la visualización y el almacenamiento principalmente. Este elemento dirige y forma los caminos adecuados para que esta se utilice en los centros apropiados evitando y minimizando el riesgo de un error.

La calidad de administrable indica que soporta programación, es decir, es posible re dirigir información a otros puertos programando, sin la necesidad de desarmar físicamente el esquema de telecomunicación, es por esto que esta característica es una de las más importantes dentro del sistema de transmisión de información. Cabe destacar que siempre al idear un sistema de control basado en sistema de comunicación es importante mantener una tasa de error binario baja, ya que, este parámetro nos indicara la cantidad de errores en una nube de muestras enviadas desde la PMU al computador, pasando por el Switch y su sistema de comunicación.

Principales criterios utilizados para la elección del Switch :

- Capacidad de administración de 24 puertos.
- Capacidad de aguantar vibraciones, sobre voltajes, transitorios rápidos, descarga electrostática, temperaturas extremas y humedad, sin generar error de envío de información.
- Acepta fuentes de poder intercambiables, a modo de protección ante cortes y apagones. Uso de unidades no interrumpidas como UPS.
- Permite priorizar el tráfico, con cuatro niveles de servicio para soportar mensajes críticos de la subestación, es decir, capacidad de entregar mayor latencia a información privilegiada. [15]

6.2.7 Análisis de fallas en dispositivos de comunicación

El fabricante asegura el siguiente funcionamiento a partir de un análisis de fallas realizado por la industria :

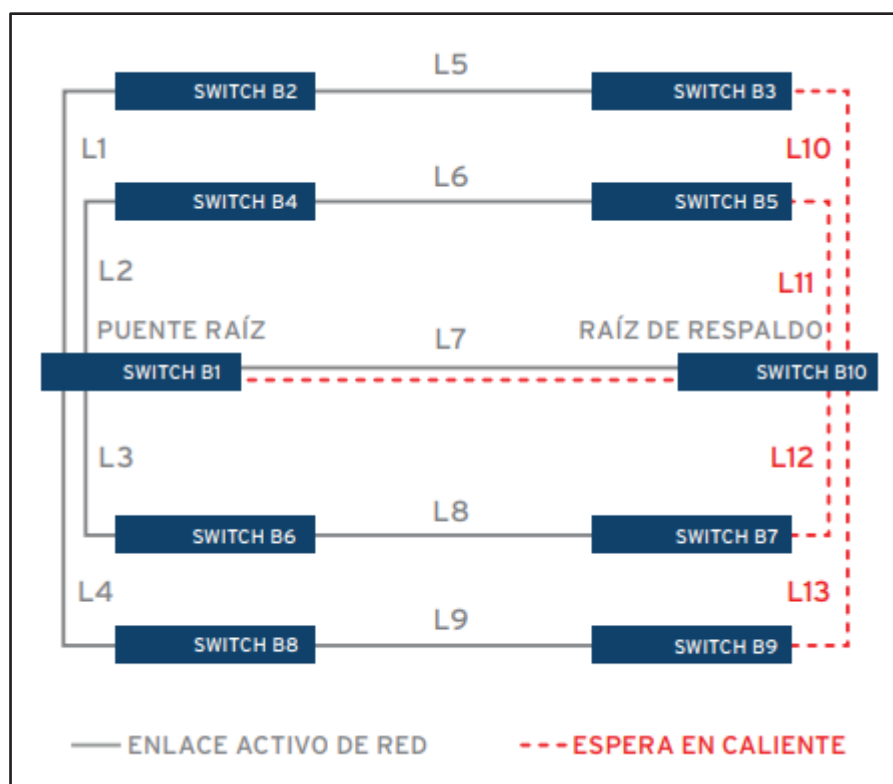


Figura 6-15: Esquema ficticio de comunicación [15].

Para fallas aplicadas en las líneas de comunicación o en el sistema general, el sistema es capaz de reaccionar en los siguientes tiempos :

Falla aplicada entre switches	Punto de la falla	Tiempo de recuperación (ms)
B2, B3	L5	7.62
B2, B4	L1 o L2	12.66
B2, B5	L1, L2, o L6	12.68, 11.93, 7.61
B2, B6	L1 o L3	12,66
B2, B7	L1, L3, o L8	12.68, 11.93, 7.61
B2, B8	L1 o L4	12.66
B2, B9	L1, L4, o L9	12.68, 11.93, 7.61

Figura 6-16: Tiempos de recuperación [15].

Como se observa los tiempos de recuperación son reducidos, lo cual es importante, ya que, el sistema de control parte de la premisa de no sobrepasar los 100 milisegundos exigidos por la norma técnica.

6.2.8 Estándar IEEE C37.118 – 2011.

Este estándar define la medición de sincrofasores, frecuencia y velocidad de cambio de frecuencia, bajo todas las condiciones de operación, especificando los métodos para evaluar las mediciones y los requisitos para cumplir con el estándar en los distintos tipos de condiciones del sistema interconectado. Para efectos del estándar la PMU puede ser una unidad física como tal, o como es en el caso de este estudio, una unidad funcional dentro de una unidad física la cual tiene incluida la función de medición fasorial entre otras que son necesarias para la protección de los sistemas de transmisión. [16]

Este estándar define principalmente lo siguiente :

- Coordinated Universal Time (UTC)
- Data Concentrator
- Frequency Error
- Global Positioning System (GPS)
- Nyquist frequency
- Nyquist rate

Según el estándar IEEE C37.118 – 2011 un sincrofasor es :

La representación de un sincrofasor de la señal $X(t)$ mostrada es X , el ángulo se expresa en función de un coseno con frecuencia nominal sincronizada a la hora UTC. Un coseno tiene sus máximos en $t=0$, entonces el ángulo sincrofasor es 0 grados cuando el máximo de $x(t)$ ocurre en el cambio de segundo UTC, equivalente a una señal de pulso por segundo y -90° cuando el coseno es equivalente a 0.

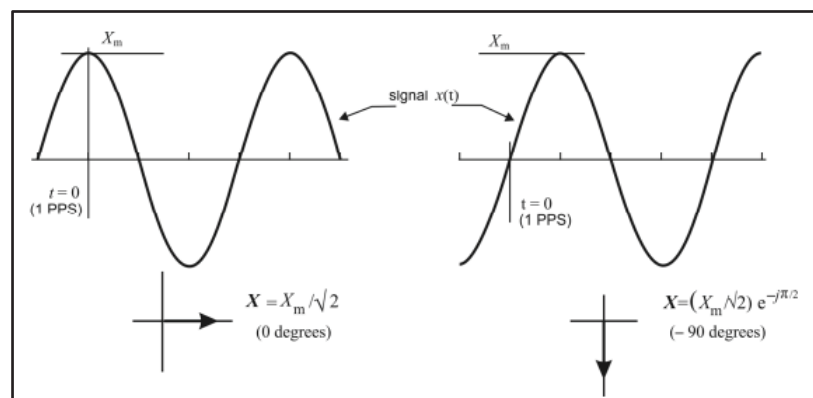


Figura 6-17: Representación de un sincrofasor [16].

Se corrobora la coincidencia angular que tiene la señal coseno de referencia con los distintos valores angulares en los distintos cambios de tiempo del reloj UTC sincronizado previamente.

Si se censara la onda coseno de referencia cada segundo UTC, el resultado de fase en dichos segundos sería una homología de lo que se muestra en la Figura 6-18

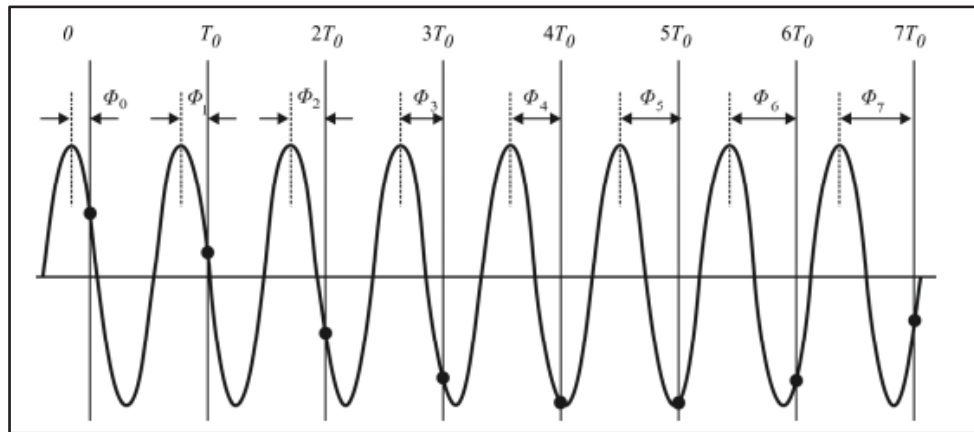


Figura 6-18: Fase de cada muestra de sincrofasor. [16]

Para mayores detalles de este estándar se adjuntara al final de este escrito como un Anexo.

7 Sistema de automatización y control

Como se vio anteriormente, el control del sistema está dado por distintos dispositivos de la red de área amplia, los más importantes, el computador central SVP SEL – 3378 y el Switch SEL – 2730 administrable de comunicaciones. El control está basado en los tiempos de operación que exige el coordinador eléctrico nacional, 100 milisegundos para el caso del sistema en estudio, los cuales van variando dependiendo del nivel de tensión.

Aspectos fundamentales considerados en el desarrollo del estudio :

- Parámetros y componentes reales son utilizados para el modelado del sistema.
- Envío de información en tiempo inferior a 10 milisegundos.
- Recepción de la información en tiempo inferior a 10 milisegundos.
- Envío de la señal de control a los interruptores principales asociados al elemento que se quiere proteger o desconectar de la red.
- Utilización del bloque de comparación direccional.
- Sistema de tele protección desactivado.
- La operación del sistema de control está condicionado a las corrientes de cortocircuito medidas por la PMU, ya que, según los análisis realizados, el caso crítico se da para corrientes bajas, efecto dado por el circuito de protección de los condensadores.
- Para altas corrientes de falla se considera la operación de la protección de distancia 21/21N, ya que, el problema de medición visto en capítulos anteriores se produce con bajas corrientes de falla.

7.1 Principio básico de funcionamiento

Para poder mostrar de forma clara como es que opera el sistema de control, se observara un diagrama en bloques ilustrativo del sistema general.

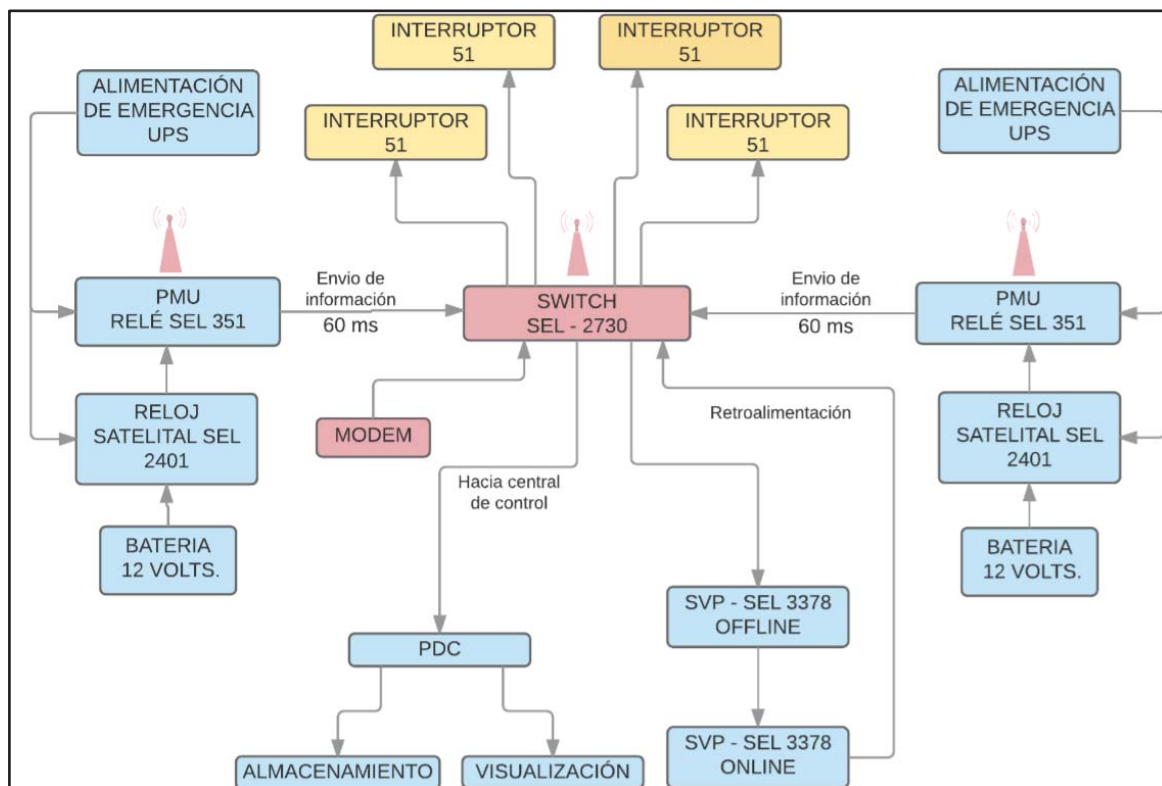


Figura 7-1: Diagrama de bloques sistema de comunicación y control [Fuente: Propia].

Como se observa los elementos de comunicación son los bloques de color rojo, los de maniobras y finalmente los que dan apertura de la línea son los interruptores 51 y todo el circuito que se asocia a la medición, control y coordinación de relojes es de color azul.

Para efectos de este escrito el diagrama lógico de control se insertara en el bloque SVP – SEL 3378, ya que, como se vio anteriormente este es el computador central y por ende el cerebro del sistema de protección.

7.2 Ubicación física y geográfica de los elementos.

La ubicación de los dispositivos juega un papel importante, ya que, gran parte de los elementos de la red WAN se encuentran alejados por cientos de kilómetros, para el caso de estudio 350 kilómetros sería la mayor de las distancias. Por este motivo los enlaces de comunicación deben ser estables, en un comienzo se pensó por utilizar un enlace de fibra óptica mono modo, ya que estos proporcionarían un canal de comunicación independiente. Por otra parte los costos totales del proyecto crecen demasiado, restando importancia a la labor de control que esto significa. Por esto se utiliza una conexión de internet 4G, la cual tiene un retardo del orden de 10 milisegundos. Tiempo que se suma al total, formando un sistema de protección homogéneo.

7.2.1 Subestación “Los Changos”

Se proyecta en las instalaciones de la subestación un gabinete auto soportado de 19 pulgadas con los siguientes elementos de la red de comunicación.

- Relé SEL 351.
- Reloj satelital SEL 2401.
- Modem.
- Patch cords categoría 6A.
- Fuente de tensión 12 volts.
- Ups.
- Gabinete auto soportado 19”
- Ventilador 19”.

Desde esta subestación se envían los datos vía 4g a la central de monitoreo y control ubicada en un lugar a convenir.

7.2.2 Subestación “Nueva Cardones”

Para efectos de un monitoreo total, se proyectan equipos PMU en ambos extremos de la línea de 500 KV.

Se proyecta en las instalaciones de la subestación un gabinete auto soportado de 19 pulgadas con los siguientes elementos de la red de comunicación.

- Relé SEL 351.
- Reloj satelital SEL 2401.
- Modem.
- Patch cords categoría 6A.
- Fuente de tensión 12 volts.
- Ups.
- Gabinete auto soportado 19”
- Ventilador 19”.

Desde esta subestación se envían los datos vía 4g a la central de monitoreo y control ubicada en un lugar a convenir.

7.2.3 Central de monitoreo y control.

En este lugar se ubicará la parte gruesa del sistema de control y de telecomunicaciones, además se realizarán instalaciones a modo de central de visualización, así poder ver en tiempo real la operación del sistema interconectado.

Los elementos proyectados aquí son los siguientes :

- Computador central SVP SEL 3378
- Computador central SVP SEL 3378 Offline
- Switch SEL 2730 administrable.
- PDC – CPU servidor 1
- Modem 4g.
- Bastidor auto soportado 19"
- Ventilador 19"
- Patch cords categoría 6A.

7.3 Sistema de control.

Tras estudiar los métodos más efectivos para realizar una programación de control en el SVP, se opta por utilizar el mismo lenguaje que implementa Schweitzer y la mayoría de inversores en el rubro de las protecciones, lógica de bloques.

Se tomaran en consideración las siguientes funciones que tiene incorporadas el SVP 3378 :

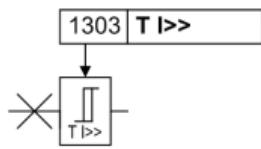
- Medición de impedancia : Medición de impedancia con entradas obtenidas desde medida sincrofasorial del sistema interconectado.
- Función de sobre corriente direccional : Medición angular a partir de la medición de tensión y corriente tomada por la PMU. La lógica de operación se expondrá más adelante.
- Protección de sobre y sub frecuencia : La utilidad de esta función es muy importante en el esquema, ya que, como se verá más adelante esta muestra es determinante ante una operación del esquema o una falsa alarma.
- Protección de sobre corriente : Esta protección se establece para verificar que tipo de falla está ocurriendo, en capítulos anteriores se vio que el problema de medición ocurría cuando se presentaban fallas de corrientes bajas, por lo tanto esta función discriminara esto dando paso a la operación normal de la protección 21/21N o permitiendo la operación del bloque que se diseña a continuación.
- Análisis modal : Este bloque se configura para detectar modos de oscilación peligrosos y tomar una acción de control en un interruptor determinado.

La lógica de funcionamiento se expondrá a continuación para los distintos bloques antes mencionados, a modo de establecer de una forma correcta de donde se obtienen las mediciones, donde operan y cuáles son los criterios de comparación para enviar un 1 o un 0 a nivel lógico.

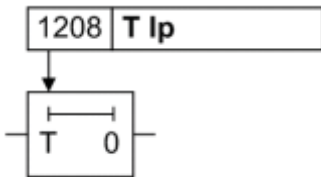
A continuación se observaran todos los bloques utilizados para confeccionar el sistema de control, para entender de forma clara el rol que desempeña cada uno de estos en los distintos diagramas.

7.3.1 Nomenclatura de bloques Schweitzer

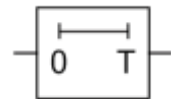
	Señal de entrada lógica interna del equipo.
	Señal de salida lógica interna del equipo.
	Señal de entrada binaria externa con número de función F.
	Señal de salida binaria externa con número de función F.
	Señal de salida binaria externa con número utilizada como señal.
	Ejemplo de parámetro conmutable, función con estados on y off.
	Compuerta lógica anda, con inversión de la señal en una entrada.
	Compuerta lógica Or, con inversión de la señal en una entrada.
	Elemento que forma una señal a partir de 3 analógicas.



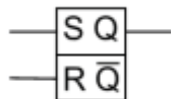
Escalón de valor límite, compara cantidades o fasores.



Retardo de tiempo con entrada definida por usuario.



Temporización o retardo no variables.



Memorizador estático Flip–Flop entrada (S), Salida (Q) y Reset (R)

7.3.2 Medicion de impedancia

En ambiente Digsilent o Matlab es sencillo programar una protección, ya que, sólo se ingresan parámetros típicos como valores de ajuste o tiempos de operación, en la práctica es distinto por distintas razones. Una de ellas es que cada relé necesita valores de entradas que activen su funcionamiento y lo hagan operar, a este paso se le llama etapa de arranque. Según la siguiente figura en esta función se establecen 4 valores de arranque, IMP ARR L1, IMP ARR L2, IMP ARR L3 e IMP arranque. La selección del bucle se hace conforme a las etapas que arrancaron según la tabla que se observa en este capítulo y que se adjunta más adelante.

Una vez se ha seleccionado el bucle de operación, se procede a realizar las mediciones correspondientes, para este caso, se observan las entradas generales para una protección 21/21N, por lo que en las correspondientes simulación en PSIM estas se cambian por las entras obtenidas mediante las mediciones de las PMU en las subestaciones “Los Changos” y “Nueva Cardones”.

Siguiendo la lógica, luego de realizar la comparación se ubica la falla en una zona de operación activando las salidas de disparo, DISP Z1, DISP Z2 y DISP Z1B con sus correspondientes retardos de operación. Claro está que para efectos del diagrama de control confeccionado estas salidas son entradas de un diagrama general y no operan directamente sobre el interruptor de la línea.

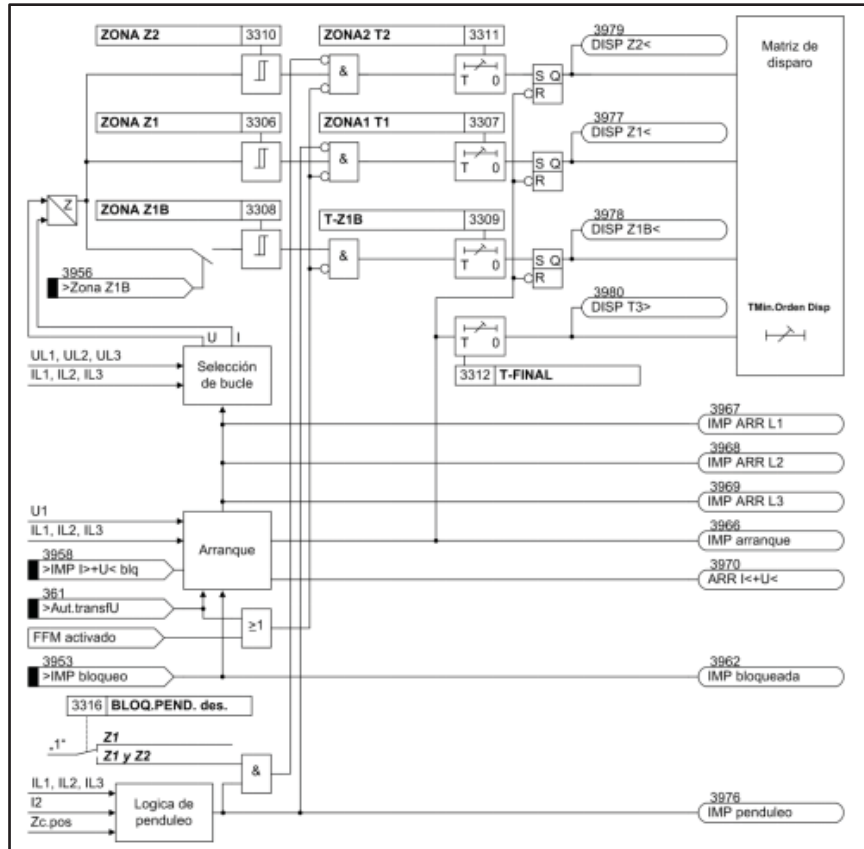


Figura 7-2: Lógica función de distancia [13].

Se homologa este diagrama lógico y se cambian las entradas por las obtenidas desde la PMU, esto proceso se realiza mediante un editor de diagramas lógicos, ya que, no se tienen los fondos necesarios para comprar el Software Syncrowave.

7.3.3 Homologación Medición impedancia

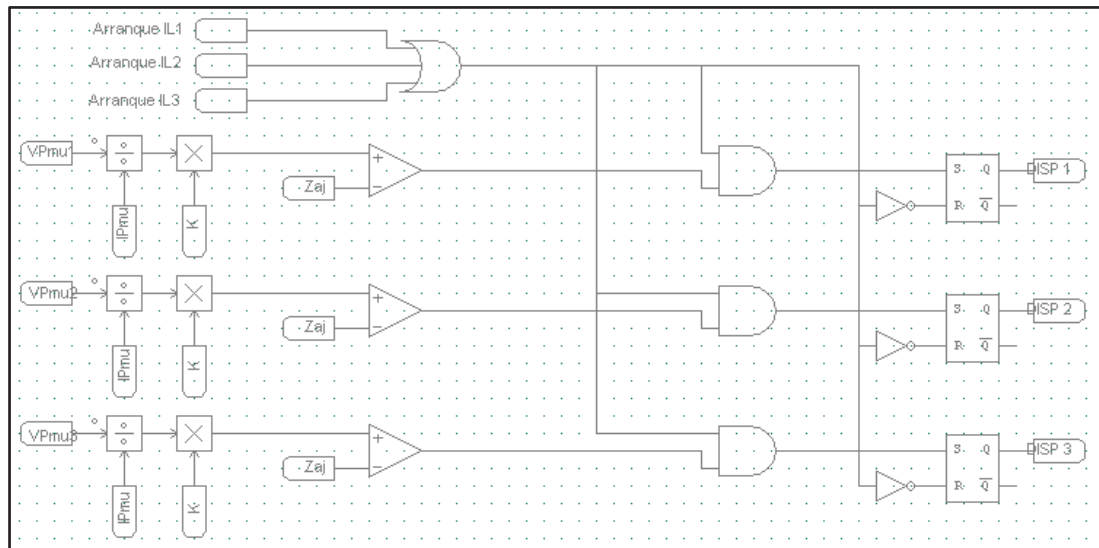


Figura 7-3: Homologación medición impedancia [Fuente: Propia].

Lógica de funcionamiento : Se pueden observar que esta función se divide en dos sub procesos, uno relacionado con el arranque y otro relacionado a la medición y cálculo de la impedancia medida al punto de falla. La primera se encarga de entregar los parámetros de activación del bloque, es decir, no hay operación si no se cumplen las corrientes mínimas de arranque.

Para homologar las entradas se establecen cálculos matemáticos internos, los cuales tienen como entrada las señales de la PMU ubicada en este caso en el extremo Los Chagos. Luego mediante la comparación de la zona de operación, en este caso la entrada Aaj equivalente a la zona 1, zona 2 y zona 1b (Aceleración).

El reset del sistema se activara cada vez que no exista operación del esquema, de esta forma se conseguirá un monitoreo constante.

Las salidas DISP 1, DISP2 y DISP 3 son señales de entrada para permitir o no la operación del esquema completo en conjunto con la función 67/67N, la cual se expone más adelante.

En la figura 7-4 se Observa el Sub circuito equivalente, las entradas y salidas se definen en la siguiente tabla.

Tabla 7-1: Parámetros de entrada y salida Bloque de impedancia.

Parámetro	Función	Entrada	Salida
DISP1	Condicional	--	Parámetro de salida
DISP2	Condicional	--	Parámetro de salida
DISP3	Condicional	--	Parámetro de salida
Zaj	Ajuste	Ajuste de zona	--
Ipmu	Medida	Entrada PMU	--
Vpmu	Medida	Entrada PMU	--
K	Constante	Constante	--
Arranque IL1	Cálculo	Entrada corriente	--
Arranque IL2	Cálculo	Entrada corriente	--
Arranque IL3	Cálculo	Entrada corriente	--

- **Entrada** : Asociación de la columna Parámetro con las entradas del sub circuito equivalente de cada función.
- **Salida** : Asociación de la columna parámetro con las salidas equivalentes del sub circuito.
- **Función** : Detalle nivel asociado a cada variable, para establecer la relación entre el parámetro y la función que realiza en el esquema.

Finalmente, mediante la herramienta computacional de lógica y conjunto utilizada, se obtiene el sub bloque, el cual posteriormente será utilizado en un diagrama mayor.

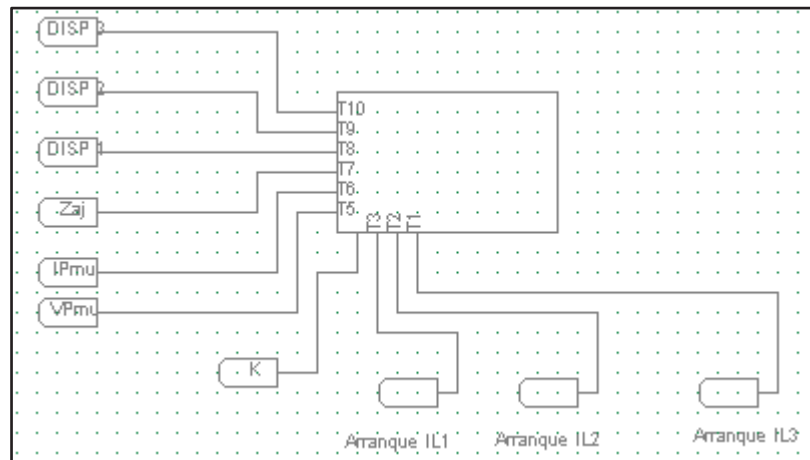


Figura 7-4: Sub circuito medición impedancia [Fuente: Propia].

7.3.4 Protección de sobre corriente direccional (67/67N)

La protección 67/67N es una protección de sobre corriente con una dirección definida, es decir, sólo actúa ante fallas cuyo flujo de potencia durante la falla es consecuente con la dirección de ajuste.

El ajuste de dirección se hace mediante una señal de referencia, esta señal puede ser de corriente, voltaje o ambas, además este valor no se altera cualquiera sea la dirección de la corriente circulante por la línea. Una forma de polarizar para el caso de la función 67N es obteniendo la tensión de polarización mediante un transformador de potencial con una conexión estrella puesta a tierra – delta abierta.

Para la aplicación programada en este escrito, el caso es distinto, ya que, las señales de polarización podrían llegar desde medición sincrofásorial, teniendo posibilidad de actuar correctamente en el sistema con compensación serie proyectado para la interconexión SIC – SING.

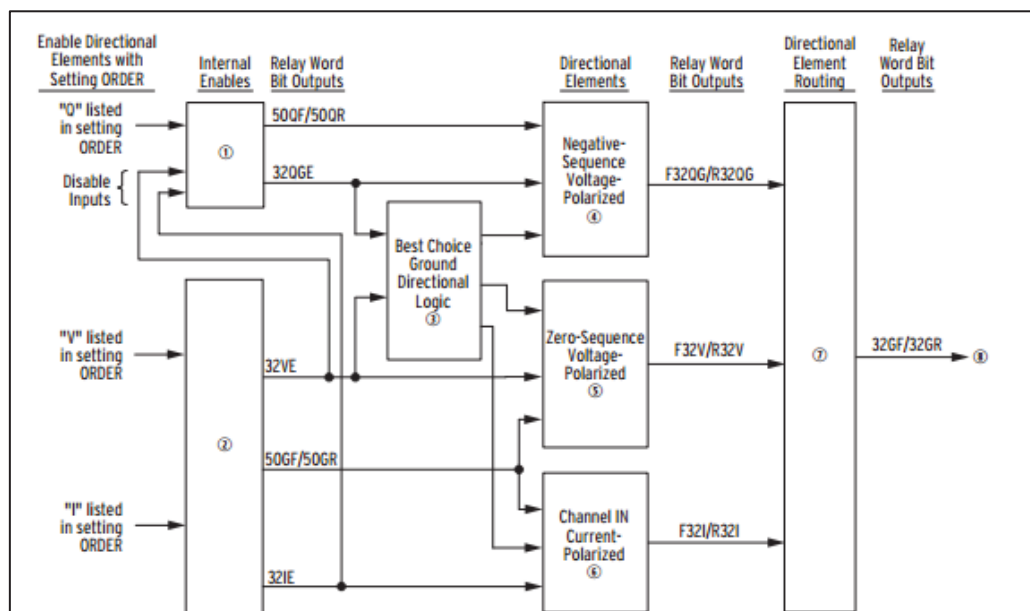


Figura 7-5: Lógica direccional función 67/67N [13].

Como se observa las salidas de interés son 32GF y 32GR, ya que estas son las señales que indican una corriente de falla peligrosa en el interior de la línea. Las señales de control utilizadas son 2 una proveniente del extremo “Los Changos” y la otra desde el extremo “Nueva Cardones”, dejando en evidencia una falla en el interior de la línea o en dirección Reverse de uno de los extremos. Para efectos del diagrama de control general estas señales son netamente discriminatorias, es decir, si en lógica binaria un extremo arroja como respuesta un 0 no habrá operación del esquema, por el contrario si existe desde cada extremo una señal 1, se cumplirá una condición de operación. Estos aspectos se analizarán en cuanto se conforme el diagrama general de control.

7.3.5 Homologación sobre corriente direccional (67/67N)

El diagrama lógico, es simple, utiliza un bloque direccional predeterminado por Schweitzer (Best Choice ground directional logic), el cual se observa en la Figura 7-5.

El bloque direccional establece si la corriente se encuentra en su zona de protección a nivel angular, si el fasor de corriente se encuentra en el área comprendida por el ángulo de máximo torque se enviara un 1 lógico a la compuerta and cumpliendo una de las condiciones.

La segunda condición radica en el nivel de corriente medido, esta medición es de importancia, ya que, según lo analizado durante el estudio el problema de medición se produce para bajas corrientes de falla.

Los valores de polarización de tensión disponibles son los siguientes :

- Polarización en tensión de secuencia positiva.
- Polarización en tensión de secuencia cero.
- Polarización por corriente.

Estas entradas son entregadas directamente a las entradas del bloque direccional predeterminado, solamente que en vez de venir de un transformador de potencial y corriente, son proporcionadas por el equipo de medición fasorial.

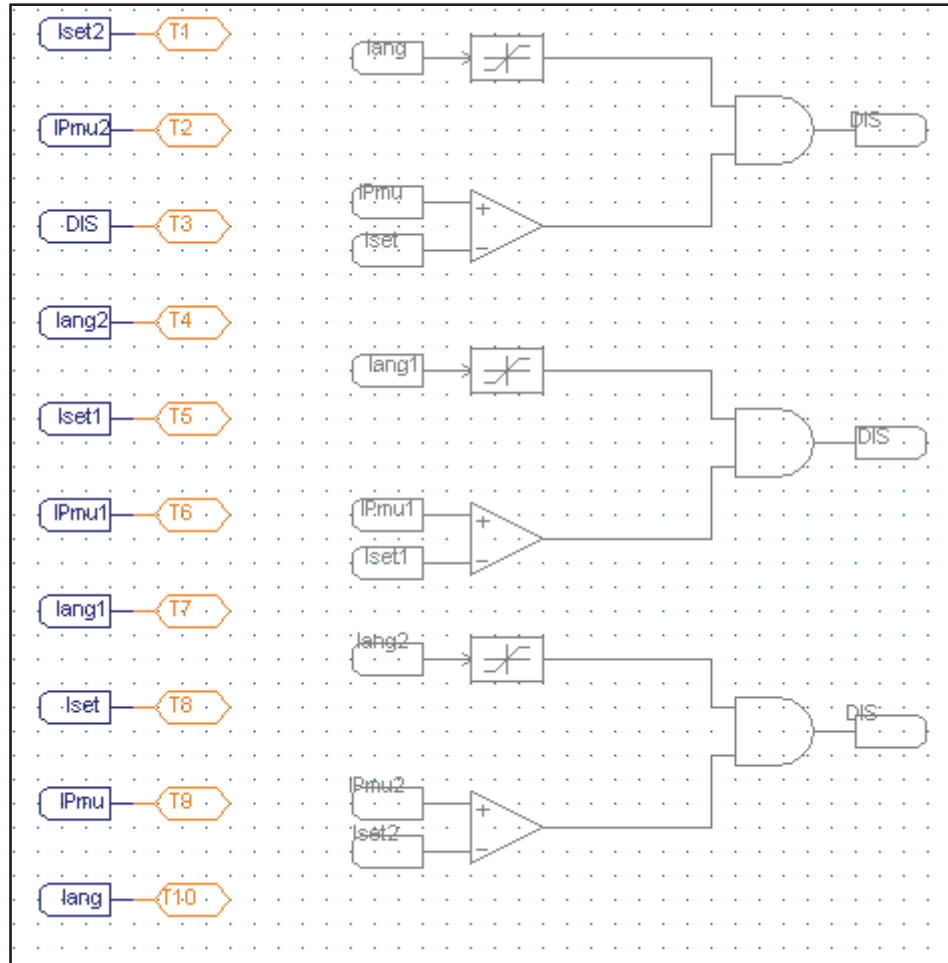


Figura 7-6: Homologación función direccional función 67/67N [Fuente: Propia].

Finalmente se obtiene el sub circuito equivalente de la función de sobre corriente direccional, estableciendo principalmente las entradas y salidas que se muestran en la tabla.

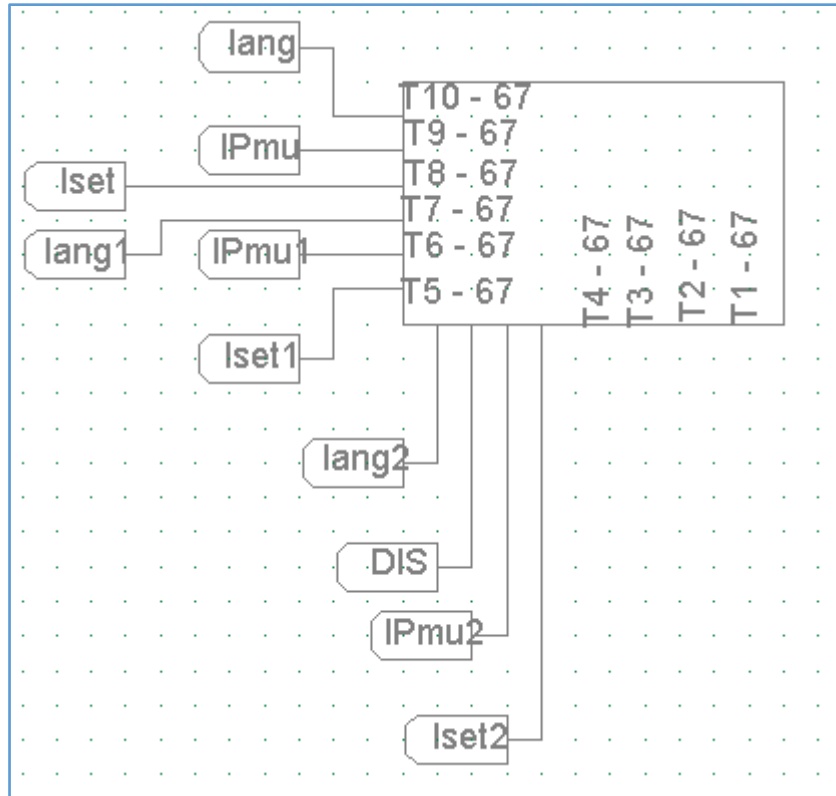


Figura 7-7: Sub circuito Lógica direccional función 67/67N [Fuente: Propia].

La lógica de la función sobre direccional utiliza las siguientes entradas y salidas habilitadas, para efectos de entrega de datos de cada parámetro se hace mediante una conexión Patch cords de categoría 6A.

La sección de función establece la calidad de la variable, es decir, la lógica Schweitzer reconoce entra una variable condicional de una variable de medida.

Tabla 7-2: Parámetros de entrada y salida Bloque de sobre corriente direccional

Parámetro	Función	Entrada	Salida
DISP1	Condicional	--	Parámetro de salida
DISP2	Condicional	--	Parámetro de salida
DISP3	Condicional	--	Parámetro de salida
lang	Medida	Medición PMU	--
lang1	Medida	Medición PMU	--
lang2	Medida	Medición PMU	--
Iset	Ajuste	Entrada de ajuste	--
Iset1	Ajuste	Entrada de ajuste	--
Iset2	Ajuste	Entrada de ajuste	--
lpmu	Medida	Medición PMU	--
lpmu1	Medida	Medición PMU	--
lpmu2	Medida	Medición PMU	--

- **Entrada** : Asociación de la columna Parámetro con las entradas del sub circuito equivalente de cada función.
- **Salida** : Asociación de la columna parámetro con las salidas equivalentes del sub circuito.
- **Función** : Detalle nivel asociado a cada variable, para establecer la relación entre el parámetro y la función que realiza en el esquema.

7.3.6 Protección de sobre y sub frecuencia.

La lógica utilizada por Schweitzer establece el bloque de sub y sobre frecuencia en distintos escalones. Para efecto de la homologación se utiliza solo un bloque de frecuencia con el ajuste adecuado. Este ajuste se usara como señal de confirmación ante un evento de falla.

Es claro que durante una falla se produce una distorsión de la frecuencia normal del sistema, por lo que es posible utilizarlo como un comprobante del evento en conjunto con la protección de sobre corriente direccional.

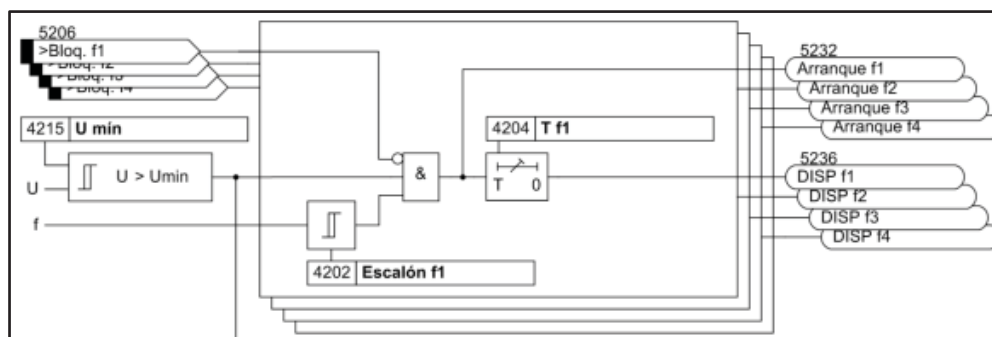


Figura 7-8: Lógica Schweitzer función de frecuencia [13].

7.3.7 Homologación protección de sobre y sub frecuencia.

En cuanto a la homologación que se realiza en el editor de diagramas lógicos se establece la comparación al comienzo del esquema. Como señales de entradas están las señales de tensión y frecuencia de referencia y las señales obtenidas mediante la pmu de tensión y frecuencia medida, el bloque superior evalúa frecuencia y el segundo evalúa la tensión. Luego de recibir confirmación de tensión y frecuencia se establece la salida con un 1 o 0 lógico según corresponda, además se debe utilizar la señal de bloqueo, al estar activa el esquema se bloquea, al estar en estado inactivo la salida arroja un 1 lógico y existe operación del esquema.

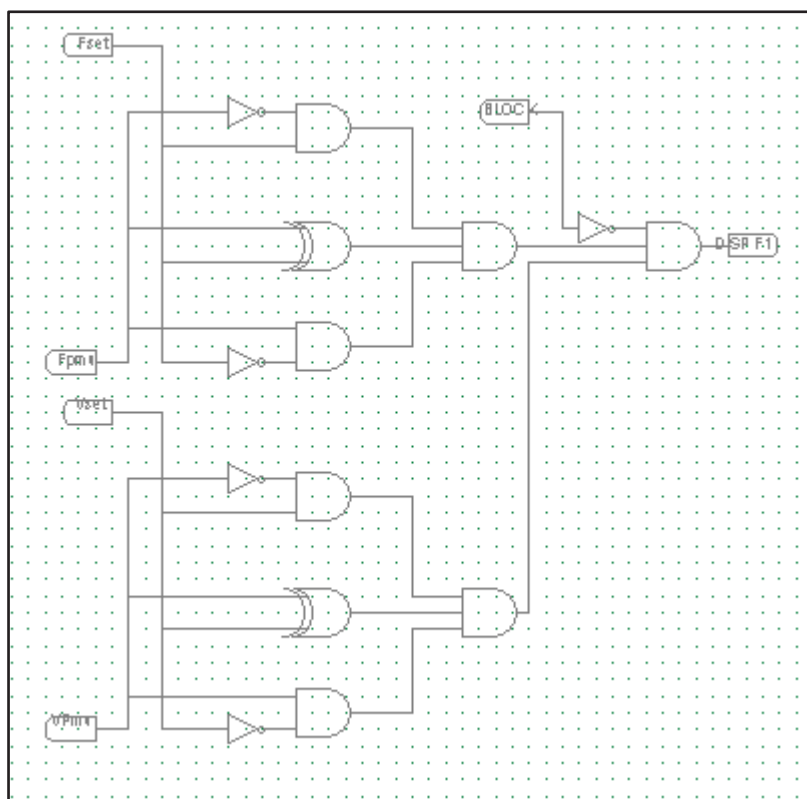


Figura 7-9: Homologación bloque de sub frecuencia [Fuente: Propia].

Según la tabla que se observa a continuación, se establecen las entradas y salidas asociadas al sub circuito de medición de frecuencia, a modo de facilitar el traspaso de información a la plataforma de Schweitzer Sincrowave RTAC.

Tabla 7-3: Parámetros de entrada y salida Bloque de sobre frecuencia

Parámetro	Función	Entrada	Salida
DISPF1	--	--	T6F
Block	Ajuste	T5F	--
Vpmu	Medición PMU	T4F	--
Vset	Ajuste	T3F	--
Fpmu	Medición PMU	T2F	--
Fset	Ajuste	T1F	--

- **Entrada** : Asociación de la columna Parámetro con las entradas del sub circuito equivalente de cada función.
- **Salida** : Asociación de la columna parámetro con las salidas equivalentes del sub circuito.
- **Función** : Detalle nivel asociado a cada variable, para establecer la relación entre el parámetro y la función que realiza en el esquema.

7.3.8 Esquema Lógico general – SVP Schweitzer.

Para finalizar con la confección de un esquema de control basado en diagramas lógicos, se construye un cuadro general, que asocia todos los sub bloques creados.

El primer cuadro es el que se asocia al sistema de medición de impedancia. Existen cuatro salidas importantes de este bloque, la salida DISP 1, DISP2, DISP3 y DISP4 cada una representa la medida de cada extremo del doble circuito. En total en el sistema existen 4 extremos de línea cada uno monitoreado por el sistema sincrofasor.

El bloque de impedancia, además contiene sus correspondientes señales de arranque, en este caso se calculan impedancia mínimas de arranque, las cuales actúan como un elemento discriminador al momento de realizar o no la medición al punto de falla.

Adicionalmente se implementa el bloque de sobre corriente direccional, el cual no se configura para la operación de forma individual, sino más bien tiene una configuración de señal que discriminara la presencia o no de una falla en el interior de la línea protegida. Este sistema es similar a la aplicación que se le da en un sistema de tele protección por sobre corriente direccional. Es necesario tener la confirmación del extremo remoto para habilitar la operación del esquema y conseguir un disparo automático.

Así se evita una operación por error de medición de impedancia, pese a que las tensiones de polarización y mediciones ahora son las correctas gracias al sistema sincrofasor.

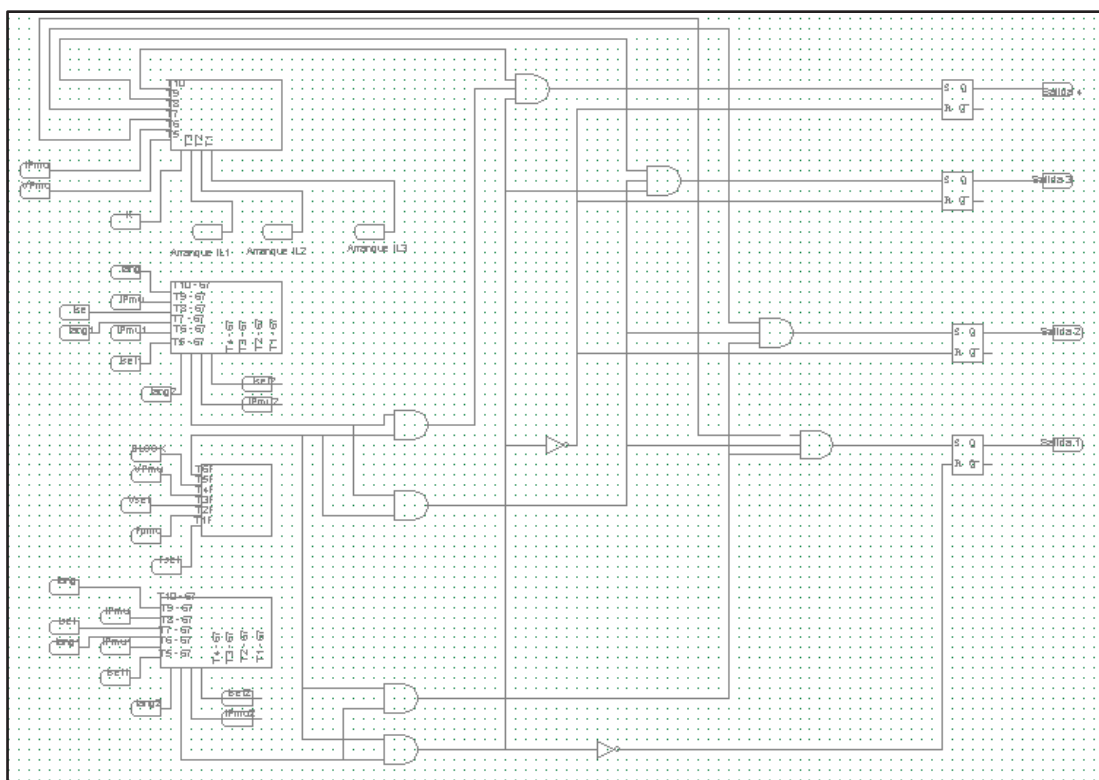


Figura 7-10: Esquema lógico general SVP 3378 [Fuente: Propia].

Las salidas de los bloques de frecuencia actúan en conjunto con el esquema identificando aumentos o bajas en frecuencia. Es una salida discriminadora de fallas y opera en conjunto con la protección direccional evitando operaciones erradas en el protocolo.

Se estudia la posibilidad de identificar tensiones falladas que pudieran ser medidas por la PMU y por ende producir un efecto negativo en el esquema. En el caso en que la tensión sea defectuosa, enviar una señal de bloqueo y utilizar una tensión de memoria con entrada independiente.

8 Valorización económica

Según los análisis hechos capítulos anteriores, se valorizaran dos sistemas de protección distintos. Uno está asociado a la protección con un relé Siemens 7SA612 y el otro es una propuesta sincrofasorial la cual se sub divide en los apartados de telecomunicación y control mediante computadores y relés de protección.

Toda la canalización requerida para montar y dejar el sistema de acuerdo a la norma técnica se asocia al grupo de Canalización.

Primero se realizara la evaluación del sistema Sincrofasorial, ya que, es el que tiene mayor cantidad de elementos asociados. Para finalizar se adjuntaran las especificaciones técnicas de cada elemento de esta forma se establece de forma clara lo que se quiere proyectar.

Como es un proyecto del tipo teórico, no se valoriza el costo por instalación y puesta en servicio, es importante destacar que este para el caso del sistema sincrofasor será relativamente alto, puesto que la complejidad de conformar una red WAN es alta.

8.1 Sistema sincrofasor – Red Wan

Esta valorización se divide según lo planteado en capítulos anteriores, vale decir, área de telecomunicación, área de las protecciones y canalizaciones requeridas por un total equivalente.

Finalmente se adjuntaran los beneficios en términos de la interconexión a modo de realizar una comparación con la solución relacionada al relé Siemens 7SA612.

Al igual que los elementos de telecomunicación se preparan los costos en cada subestación, vale decir unidades de medición satelital, GPS y Ups entre otros.

Los costos de los transformadores de corriente y potencial no se consideran, ya que, estos elementos no fijan un punto de comparación al encontrarse en toda subestación con protecciones de sistema de potencia

8.1.1 Costo sistema de Telecomunicación propuesto en subestación de control

La totalidad de elementos de telecomunicación se observan en la tabla. Los valores adjuntos son unitarios.

Tabla 8-1: Valorización económica sistema telecomunicación subestación de control.

Elemento	Cantidad	Valor unitario	Total
Cabecera para fibra óptica	1	\$35.590	\$35.590
Blocs conversor Cobre Fibra	1	\$679.000	\$679.000
Ordenador horizontal 2U	1	\$20.000	\$20.000
Patch panel Cat 6 A 24 puestos	1	\$288.000	\$288.000
Switch SEL 2730M Administrable	2	\$1.167.036	\$2.334.072
Router CISCO 4 puertos	2	\$200.000	\$400.000
Conexión GPS e Internet	1	\$200.000	\$200.000
Ventilación	1	\$329.400	\$329.400
Patch Coords	1	\$245.000	\$245.000
Bastidor auto soportado	1	\$1.314.340	\$1.314.340
Costo total telecomunicaciones	12	--	\$5.646.102

8.1.2 Costo elementos de protección subestación de control

Principalmente en esta subestación se encuentra el computador central con los servidores concentradores de datos clásicos de un sistema sincrofasor.

Los sistema de protección proyectados en la subestación de control son los siguientes, cabe destacar que estos elementos son los más costosos a nivel general, por su importancia y principalmente porque son elementos con capacidades de procesamiento alta.

Tabla 8-2: Valorización económica sistema protecciones subestación de control.

Elemento	Cantidad	Valor unitario	Total
SVP Schweitzer 3378	1	\$2.050.000	\$2.050.000
CPU Servidor 1 y PDC	1	\$946.000	\$946.000
Costo total protección	2		\$2.996.000

El total en compra de materiales para realizar la red WAN es de \$5.646.102.- considerando solo los equipos de telecomunicación necesarios. Estos elementos se encuentran principalmente en la zona de control y automatización que se encuentre en un lugar óptimo.

8.1.3 Costos Subestación Nueva Cardones

Se proyecta en las instalaciones de la subestación un gabinete auto soportado de 19 pulgadas con los siguientes elementos de la red de comunicación. A continuación se presentan los costos totales de la inversión en el extremo Sur “Subestación Nueva Cardones”.

Tabla 8-3: Valorización económica Subestación Los Changos.

Elemento	Cantidad	Valor unitario	Total
Relé SEL 351	1	\$1.500.000	\$1.500.000
Reloj Satelital SEL 2488	1	\$1.892.490	\$1.892.490
Router Cisco 4 puertos	1	\$200.000	\$200.000
Patch Cords Cat 6 A	1	\$245.000	\$245.000
Gabinete auto soportado	1	\$1.314.340	\$1.314.340
Total Costo Nueva Cardones	5		\$5.151.830

El total de equipos de telecomunicación en el sistema “Nueva Cardones” es de \$445.000.-, en cambio el costo de los elementos de protección asciende a \$4.706.830.- Significativamente superior, producto de los equipos de medición fasorial y reloj satelital principalmente.

8.1.4 Costos Subestación Los Changos

Básicamente en la subestación Los Changos se proyectan los mismos equipos que en la subestación Nueva Cardones, la diferencia radica en que una de las dos subestaciones se asociara al sistema de monitoreo y control.

Tabla 8-4: Valorización económica Subestación Nueva Cardones.

Elemento	Cantidad	Valor unitario	Total
Relé SEL 351	1	\$1.500.000	\$1.500.000
Reloj Satelital SEL 2488	1	\$1.892.490	\$1.892.490
Router Cisco 4 puertos	1	\$200.000	\$200.000
Patch Cords Cat 6 A	1	\$245.000	\$245.000
Gabinete auto soportado	1	\$1.314.340	\$1.314.340
Total Costo Nueva Cardones	5		\$5.151.830

8.2 Costo Relé Siemens 7SA612

Esta solución consta de un sistema convención de protección usado en gran parte del sistema interconectado. Este relé posee distintas funciones de protección por lo que su costo es incluso mayor que el computador central usado en el sistema sincrofasor.

La utilidad de esta protección en un sistema con compensación serie es que tiene la posibilidad de realizar un ajuste para en caso de una falla en condición de compensación sea posible detectar

la direccionalidad y la ubicación de la falla. El ajuste consiste en la denominación de una tensión de memoria, pudiendo identificar la falla.

Para efecto de Digsilent ese evento no puede ser simulado, ya que, los ajustes en este software son típicos, es decir, permite establecer sus distintas funciones con límites de impedancia y corriente, estableciendo la lógica de polarización adecuada.

Los costos de los transformadores de corriente y potencial no se consideran, ya que, estos elementos no fijan un punto de comparación al encontrarse en toda subestación con protecciones de sistema de potencia.

9 Conclusión

Al finalizar este trabajo de titulación se obtienen resultados sustanciales en relación a lo esperado. Es evidente que el relé Siemens 7SA612 no cumple con las expectativas de protección de una línea con compensación serie, pese a su módulo de reconocimiento de fallas. Esto es producto de una referencia inadecuada en cuanto a la polarización del relé, en sistemas con compensación serie, otorgando una mala direccionalidad a este.

Luego de contemplar los siguientes escenarios:

- Operación parcial de los elementos de protección asociados al condensador a partir de una falla de baja corriente, donde parte de la carga eléctrica circulante es conducida por el Varistor de Óxido Metálico.
- Operación crítica de los elementos de protección asociados al condensador, luego de una falla de corriente alta, donde en los primeros milisegundos la carga es derivada por el varistor. Luego de alcanzar su límite de sobre tensión operan los elementos más críticos, es decir, el Spark Gap y el Switch de Bypass dejando a fuera del circuito a los condensadores.

Frente a los escenarios planteados anteriormente se obtienen los siguientes resultados. Para corrientes de falla bajas un error del 30% en la protección de la línea de transmisión, este error es para fallas trifásicas aplicadas en los primeros 15 Kilómetros de la línea y es producido por la incertidumbre que existe en el sistema de protección de la compensación en serie, vale decir, Spark Gap, Varisto MOV y Switch de Bypass. El efecto que percibe el relé es de una tensión errada, no reconociendo la dirección de la falla y operando en tiempos fuera de la norma eléctrica.

Diferente es el caso para la aplicación con falla de corrientes más elevadas, donde se observa una operación del relé en el 100% de las fallas aplicadas a la línea de transmisión, con tiempos inferiores a 100 milisegundos. Dejando claro que las condiciones de ambos relés eran las mismas, exceptuando por las corrientes de falla aplicadas a cada escenario.

Con respecto al segundo modelo, referente a la implementación de una Red WAN con un sistema de protección automatizado, se obtienen resultados positivos en cuanto al desarrollo de este. Teniendo como premisa el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas en sistemas sobre 200 KV. En cuanto a la los tiempos de envío y recepción de información, gracias a la

categoría 6A de los elementos de telecomunicación usados, se tienen retardos de 18 nanosegundos en total, pudiendo generar una operación de control en torno a 100 milisegundos.

La protección mediante la monitorización constante por parte del esquema sincrofasor y la red Wan es la mejor alternativa para dar solución al problema de medición que tiene la protección 21/21N. Si bien esta alternativa es aproximadamente 12 millones más cara, es posible establecer esquemas completos de protección y monitorización en tiempo real del sistema interconectado.

Respecto a la sincronización de los relojes en un esquema sincrofasor se desprende principalmente que este es la principal debilidad del esquema, ya que, los métodos convencionales de sincronización de relojes tiene un margen de error en tiempo, el cual repercute evidentemente en la medición angular, es decir, el error se refleja en un error a nivel de los radianes o referencia angular de cada fasor. Un estudio de interés en relación a este tema podría desarrollarse en torno a aplicaciones cuánticas de transmisión y algoritmos cuánticos de sincronización de relojes, con un margen de error significativamente menor.

La recomendación apunta directamente a la utilización de una Red WAN capaz de automatizar los sistemas eléctricos del país. Si bien, es un sistema considerablemente más caro que los relés actuales, este brinda múltiples beneficios para la red eléctricas, promoviendo el monitoreo en tiempo real y esquemas de protecciones avanzados. Cabe mencionar que hoy en día esta tecnología se encuentra en desarrollo, esperando en los próximos años avances mayores en este rubro.

Bibliografía

- [1] John J. Grainger, Williams D. Stevenson Jr., «Análisis de Sistemas de Potencia,».
- [2] R. Natarajan, Power System Capacitors, Florida: Muhammad H. Rashid, 2005.
- [3] ABB, «500Kv Series Capacitors in the Pacific Intertie,».
- [4] C. Prieto, «Aplicacion de FACTS en el Sistema Electrico Chileno,» Santiago, 2007.
- [5] S.K.Sooner, «Special system protection schemes in southern region power system,», 2016.
- [6] Transmisora Electrica del Norte, «Base de datos DIgSILENT PF,» DIgSILENT PF, Region metropolitana, 2015.
- [7] SEC, de *Norma Tecnica de Seguridad y Calidad del Servicio*, Region metropolitana, 2016.
- [8] J. A. S. Ponce, Resonancia Subsincrónica Proeducto de la Interconexion SIC - SING, Santiago: Universidad De Chile, 2016.
- [9] J. V. Espinoza, «Wide - Area Protection and Control Scheme Maintains Central America Is Power Sistem Stability,» p. 5, 2014.
- [10] Siemens, SIPROTEC Distance Protection 7SA6, Siemens, 2015.
- [11] Comición Nacional De Energia, «Anexo tecnico sistema de monitore,» Ciudad de Santiago de Chile.
- [12] Intrumental Schweitzer engineering Laboratories, SEL - 351A Protection System, 2015.
- [13] N. A. E. Corporation, «Protection system response to power swings,» August 2013.
- [14] Schweitzer, «Manual SVP 3378 Schweitzer,» 2015.
- [15] Schweitzer, «Manual reloj satelital Switch SEL 2730,» de *Manual* .
- [16] Schweitzer, «Manual Switch SEL 2730».
- [17] «C37.118.1 - 2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,» 2011.

[18] Schweitzer, «Manual Reloj Satelital Schweitzer 2401,» de *Manual de utilizacion*.

A Componentes de un Sistema de Transmisión de Alta Tensión

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles. [17]

Un ejemplo utilizado muy comúnmente en transmisión y en distribución es “Aluminum Conductor, Steel Reinforced” (ACSR), se compone de un núcleo de hebras de acero galvanizado rodeado de hebras de aluminio 1350 – H19. Cada tipo de conductor tiene su propia característica eléctrica, vale decir, resistencia, conductancia, inductancia, capacitancia.

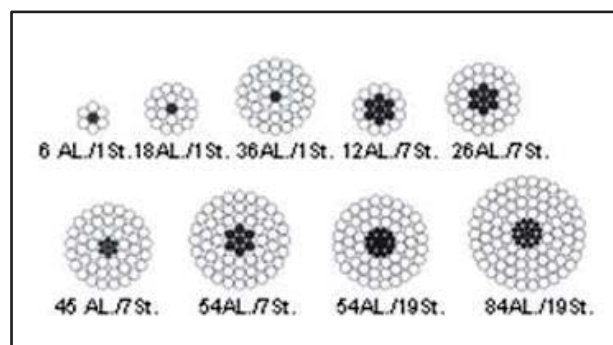


Figura A-1: Conductor ACSR 1350 – H19 [7].

La impedancia serie (Z) de una línea es representada por los parámetros de resistencia (R) y de inductancia (L), este valor es representado en magnitud y ángulo como se muestra a continuación.

$$Z = R + j\omega L \quad (0-1)$$

Generalmente en transmisión la proporción de factor resistivo es mucho menor en comparación a la proporción reactiva de la línea, es por esto que los ángulos son del orden de los 70° .

Los parámetros eléctricos de una línea de transmisión se encuentran distribuidos por toda esta, presentando valores distribuidos de resistencia, inductancias, capacitancias y conductancias, tal cual como se muestra en la.

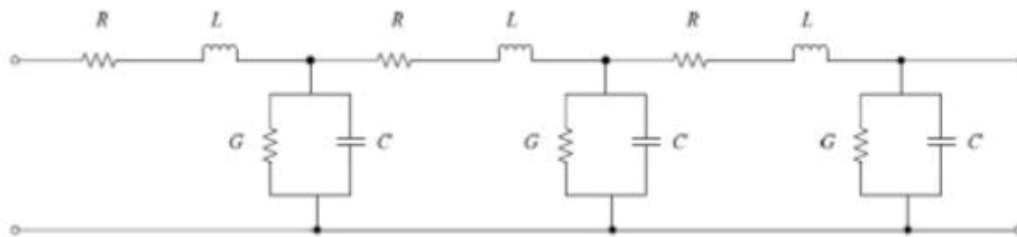


Figura A-2: Línea de parámetros distribuidos [Fuente: Propia].

A continuación se presentara el cálculo empleado para calcular los parámetro de inductancia, resistencia y capacitancia en una línea de transmisión adicionalmente se definirá el parámetros de conductancia.

A.1 Resistencia en una línea de transmisión

Es uno de los parámetros más importantes, aquí se ven reflejadas las perdidas en la línea, además, el aumento de la temperatura tiene implicancia directa con un aumento de la resistencia en el conductor y por ende un aumento en sus pérdidas por disipación de calor.

Las siguientes ecuaciones permiten hacer el cálculo de los valores resistivos a 20° C y otras temperaturas de interés. [17]

$$R_1 = \frac{\rho_T * l}{A} [\Omega] \quad (A-1)$$

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha_{T1}(t_2 - t_1)] [\Omega] \quad (A-2)$$

Donde:

R_1 : Resistencia a 20°C.

R_2 : Resistencia a T° deseada.

ρ_T : Resistividad del conductor.

l : Longitud del conductor.

A : Área de la sección transversal.

α_{T1} : Coeficiente de temperatura a 20°C.

A.2 Inductancia en una línea de transmisión

La inductancia de una línea es el parámetro asociado a la reactancia de una línea de transmisión, existen variadas formas para calcularlo.

Tomando en consideración que los enlaces de flujo se encuentran en dos niveles (interno y externo). Primero se realiza el cálculo de la inductancia interna, según se observa en la Figura A-3.

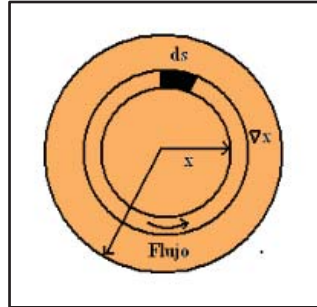


Figura A-3: Representación cálculo inductancia interna [1].

$$\oint H * ds = I \quad (A-3)$$

Considerando que H_x es la intensidad del campo a una distancia “x” metros desde el centro del conductor y que I_x es la corriente encerrada.

$$2\pi * x * H_x = I_x \quad (A-4)$$

Suponiendo que la densidad de corriente es uniforme:

$$I_x = \frac{\pi * x^2 * I}{\pi * r^2} = \left(\frac{x}{r}\right)^2 * I \quad (A-5)$$

$$H_x = \frac{x * I}{2 * \pi * r^2} [AV/m] \quad (A-6)$$

La densidad de flujo a “x” metros desde el centro del conductor

$$B_x = \mu * H_x = \frac{\mu * x * I}{2\pi * r^2} [wb/m^2] \quad (A-7)$$

$$\mu = \mu_r * \mu_0 \quad (A-8)$$

En el conductor tubular de espesor ∇x , el flujo $d\phi$ es Bx por el área de sección transversal.

$$d\phi = \frac{\mu * x * I * dx}{2\pi * r^2} [Wb/m] \quad (A-9)$$

Finalmente se obtiene la expresión de la inductancia interna mediante la integración en dx , obteniendo:

$$L_{int} = \frac{\mu}{8 * \pi} [H/m] \quad (A-10)$$

El cálculo de la inductancia externa depende de la ubicación geométrica que tienen los conductores asociados, ya que, el efecto inductivo externo es producido por el efecto mutuo que existe entre dos o más líneas de transmisión.

Para efectos de simplicidad se generalizaran las ecuaciones del cálculo de la inductancia en distintos tipos de circuito, vale decir, simples, dúplex, tríplex y cuádruplex y en función del diámetro medio geométrico calculado según la estructura de la torre.

- Circuitos simples

$$L_k = \left(0.5 + 2Ln \frac{DMG}{r} \right) * 10^{-4} [H/Km] \quad (A-11)$$

- Circuitos dúplex

$$L_k = \left(0.5 + 2Ln \frac{DMG}{\sqrt{r\Delta}} \right) * 10^{-4} [H/Km] \quad (A-12)$$

- Circuitos tríplex

$$L_k = \left(0.5 + 2Ln \frac{DMG}{\sqrt[3]{r\Delta^2}} \right) * 10^{-4} [H/Km] \quad (A-13)$$

- Circuitos cuádruplex

$$L_k = \left(0.5 + 2Ln \frac{DMG}{\sqrt[4]{\sqrt{2}r\Delta^3}} \right) * 10^{-4} [H/Km] \quad (A-14)$$

A.3 Capacitancia en una línea de Transmisión

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores o entre conductores y tierra. Originan que los conductores se carguen de la misma forma que las placas de un condensador cuando hay diferencia de potencial entre ellas.

Para determinar el valor capacitivo inducido en las líneas de transmisión se considera lo siguiente.

- La capacitancia definida como $C=q/V$.
- La intensidad entre los conductores.
- La intensidad de campo eléctrico.

La densidad de flujo a una distancia “x” desde el centro del conductor es:

$$D_f = \frac{q}{2\pi x} [c/m^2] \quad (0-2)$$

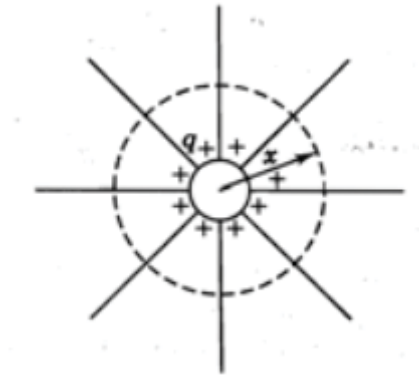


Figura A-4: Distancia “x” desde el centro del conductor [1].

La intensidad de campo eléctrico está dado por:

$$E = \frac{D_f}{\epsilon} = \frac{q}{2\pi x \epsilon} [V/m] \quad (A-15)$$

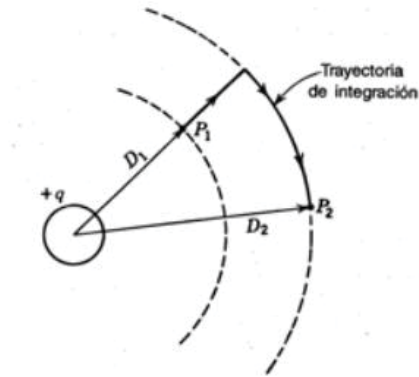


Figura A-5: Intervalo de integración [1].

$$V_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi x \epsilon} dx = \frac{q}{2\pi \epsilon} * \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) [V] \quad (A-16)$$

Al igual que en el caso inductivo se generaliza el cálculo para los distintos tipos de circuitos en transmisión eléctrica.

- Circuitos simples

$$C_k = \frac{55.66}{\ln \frac{DMG}{r}} * 10^{-9} [F/Km] \quad (A-17)$$

- Circuitos dúplex

$$C_k = \frac{55.66}{\ln \frac{DMG}{\sqrt{r\Delta}}} * 10^{-9} [F/Km] \quad (A-18)$$

- Circuitos tríplex

$$C_k = \frac{55.66}{\ln \frac{DMG}{\sqrt[3]{r\Delta^2}}} * 10^{-9} [F/Km] \quad (A-19)$$

- Circuitos cuádruplex

$$C_k = \frac{55.66}{Ln \frac{DMG}{\sqrt[4]{2r\Delta^3}}} * 10^{-9} [F/Km] \quad (A-20)$$

A.4 Conductancia en una línea de Transmisión

Representa el efecto de corrientes de fuga desde los conductores a tierra, debido a las falencias en el sistema de aislación. Las corrientes de fuga, principalmente fluyen a través de la superficie de los aisladores que soportan a los conductores, cuyas propiedades aislantes dependen en gran medida del estado de su superficie.

Generalmente el cálculo de la conductancia se desprecia debido a su bajo valor y a su complicado cálculo con ecuaciones analíticas. Cuando se necesita calcular las perdidas debido a la conductancia estas se determinan experimentalmente.

A.5 Torres de Alta Tensión

Las estructuras encargadas de soportar las líneas de transmisión aéreas, son las torres de alta tensión. Las torres pueden variar según su forma o tamaño, esto dependerá de su uso, de los niveles de tensión y capacidad de la línea.

El material con el cual están hechas puede variar generalmente entre metal, hormigón o madera.

Según su función se pueden clasificar en:

- Torres de alineación : Sirve solo para soportar los conductores, son empleados en alineaciones rectas.
- Torres de amarre : Este tipo de torre debe ser muy fuerte, ya que, debe funcionar como punto de apoyo ante las grandes tensiones mecánicas provocadas por el viento, temperatura, etc. También se utilizan en caso de dar un giro con un ángulo determinado, cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario subir un cerro.
- Torres de anclaje : Torre utilizada para proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando se rompa un conductor o apoyo.
- Torres de ángulo : Empleados para sustentar los conductores en los vértices o ángulos que forma la línea en su trazado.
- Torres de fin de línea : Soportan las tensiones producidas por la línea, son un punto de anclaje de mayor resistencia.
- Torres especiales : Son torres con funciones distintas a las demás, como por ejemplo, cruces de ferrocarril, vías fluviales, líneas de telecomunicación, etc.

Según su diseño:

- Número de conductores a sujetar
- Tensión mecánica de los conductores
- Afectación del viento, tanto en conductores como en la estructura de la misma torre.
- Tensión eléctrica.

- Tipo de composición del suelo.
- Implicaciones medioambientales, vale decir, fauna, exposición a tormentas, etc.

En la Figura A-6 se observan algunos tipos de torres utilizados en transmisión eléctrica.

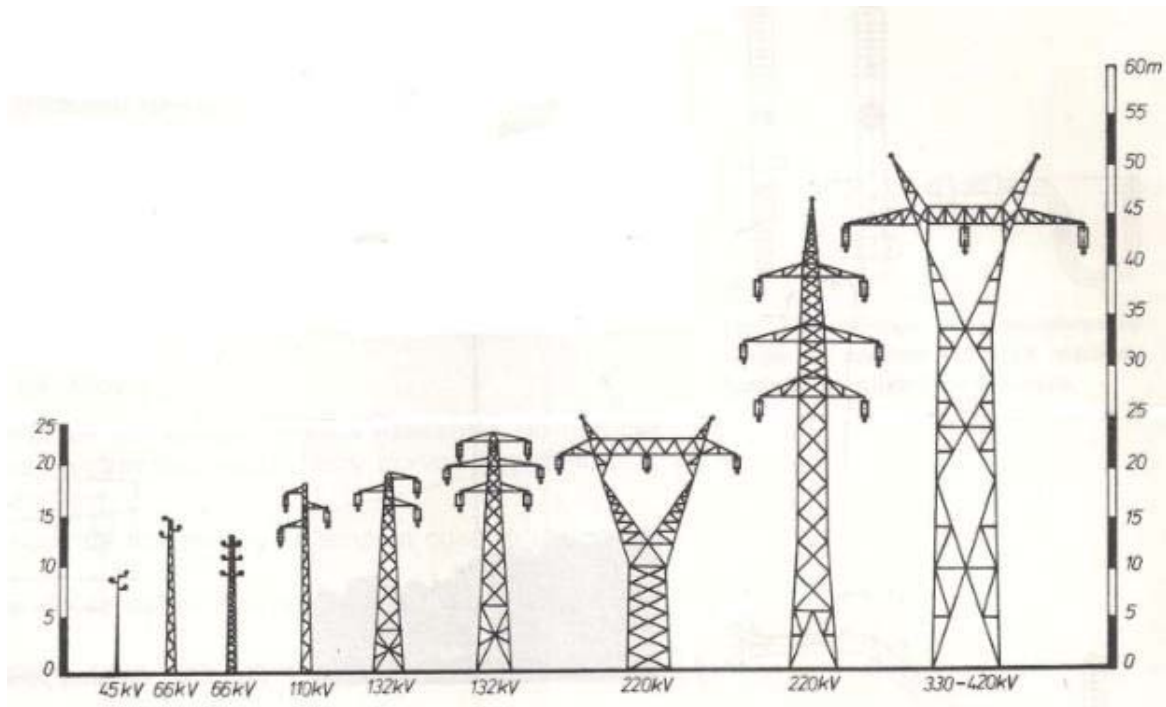


Figura A-6: Tipos de torres de alta tensión [1].

B Formato de entrega de datos Sistema Sincrofasor PUCV

A continuación y con la finalidad de dejar clara la obtención de datos desde el sistema sincrofasor de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso se adjunta el formato de obtención de datos que es entregado por el Software PMU Conexión Tester y la interfaz del Software PMU Conexión Tester.

B.1 Formato Excel de obtencion de datos

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
12:38.8	0	71.22702	232.0868	-48.5791	229.5999	-169.246	230.2335	-159.444	46.13762	71.13612	230.6377	49.969
12:38.8	0	70.97399	232.0571	-48.8371	229.5039	-169.486	230.1645	-159.444	46.13762	70.88375	230.5748	49.965
12:38.8	0	70.7117	232.0768	-49.1142	229.5456	-169.761	230.1962	-159.444	46.13762	70.61275	230.6062	49.962
12:38.8	0	70.44864	232.092	-49.3638	229.6339	-170.019	230.265	-160.201	47.82719	70.35687	230.6635	49.964
12:38.8	0	70.20122	232.1105	-49.6163	229.6638	-170.26	230.2797	-160.201	47.82719	70.10793	230.6837	49.966
12:38.9	0	69.96017	232.1453	-49.8747	229.6646	-170.512	230.2803	-160.201	47.82719	69.85818	230.6988	49.965
12:38.9	0	69.72408	232.2089	-50.1178	229.7214	-170.765	230.3051	-160.201	47.82719	69.61339	230.7429	49.966
12:38.9	0	69.48871	232.2542	-50.3416	229.7681	-171.002	230.3749	-160.201	47.82719	69.38206	230.7924	49.968
12:38.9	0	69.23578	232.2556	-50.569	229.7415	-171.232	230.3826	-162.255	47.24786	69.14554	230.7895	49.967
12:38.9	0	68.98197	232.2523	-50.8252	229.7018	-171.485	230.3594	-162.255	47.24786	68.89065	230.7656	49.964
12:39.0	0	68.74605	232.2468	-51.0932	229.6931	-171.745	230.3363	-160.201	47.82719	68.63662	230.7555	49.965
12:39.0	0	68.50879	232.2043	-51.3484	229.7051	-172.005	230.2883	-160.201	47.82719	68.38535	230.724	49.965
12:39.0	0	68.24626	232.0988	-51.6106	229.6608	-172.292	230.2402	-162.255	47.24786	68.11464	230.6636	49.962
12:39.0	0	67.95369	231.9932	-51.8995	229.5629	-172.591	230.2423	-164.358	46.73072	67.82164	230.6015	49.959
12:39.0	0	67.65776	231.942	-52.2043	229.486	-172.885	230.273	-162.255	47.24786	67.52484	230.5623	49.959
12:39.1	0	67.37519	231.95	-52.4865	229.5105	-173.165	230.3168	-162.255	47.24786	67.24252	230.5914	49.961
12:39.1	0	67.11041	232.031	-52.7418	229.5973	-173.422	230.3765	-162.255	47.24786	66.98308	230.6632	49.964
12:39.1	0	66.87726	232.0843	-52.9834	229.6168	-173.668	230.3856	-162.255	47.24786	66.74336	230.695	49.967
12:39.1	0	66.63732	232.001	-53.2179	229.5863	-173.928	230.3119	-164.358	46.73072	66.49836	230.6312	49.966
12:39.1	0	66.35987	231.9006	-53.4876	229.5305	-174.213	230.2837	-164.358	46.73072	66.21994	230.565	49.961
12:39.2	0	66.0661	231.9548	-53.7851	229.547	-174.49	230.3744	-164.358	46.73072	65.93005	230.6231	49.96
12:39.2	0	65.80186	232.0603	-54.0577	229.6541	-174.752	230.4661	-164.358	46.73072	65.66559	230.7179	49.963
12:39.2	0	65.56483	232.1211	-54.3025	229.6981	-174.998	230.5279	-164.932	48.46648	65.42167	230.7802	49.966

Figura B-7: Formato entrega información [Fuente: Propia].

Los aspectos importantes a considerar son los siguientes :

- Columna A : Esta es la hora UTC, como se observa estos datos fueron obtenidos en el laboratorio de protecciones durante aproximadamente 0.5 segundos a las 12:38, esta PMU tiene una capacidad de 60 muestras por segundo.
- Columna C : Ángulo de tensión fase R.
- Columna D : Magnitud de tensión fase R.
- Columna E : Ángulo de tensión fase S.
- Columna F : Magnitud de tensión fase S.
- Columna G : Ángulo de tensión fase T.
- Columna H : Magnitud de tensión fase T.
- Columna M : Frecuencia del sistema eléctrico 50 Hz.

Actualmente la PMU de la PUCV solo se encuentra habilitada para obtener valores de Tensión y frecuencia.

C Pasos para modelar protección Siemens 7SA612

C.1 Protección de distancia Siemens 7SA612

Este capítulo tiene como objetivo dar a conocer una breve descripción de modelo SIEMENS 7SA612, de tal forma que el lector conozca algunos de los principales parámetros ajustables en este relé.

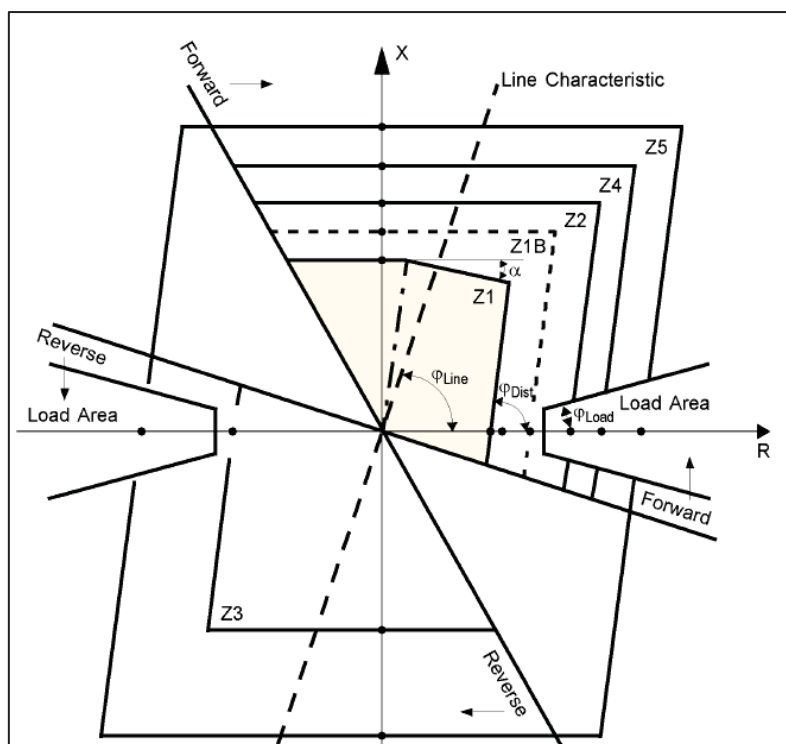


Figura C-1: Característica cuadrilátera Siemens 7SA612 [7].

Según la característica cuadrilateral del fabricante se distinguen los valores angulares de la característica de distancia (φ_{DIS}), ángulo de impedancia de línea (φ_{LINE}) y la inclinación del polígono (α), como se muestra en la Figura, también se observa su característica X/R para las distintas zonas de operación.

La implementación de los transformadores de medida se ajusta con las siguientes relaciones de transformación y de acuerdo al planteamiento genérico mostrado en la sección 3, además tiene que estar acorde a las características del sistema.

$$TT/PP = \frac{230}{0,15} [kV] \quad (C-1)$$

$$TT/CC = \frac{400}{1} [A] \quad (C-2)$$

C.2 Ajuste de la primera zona de operación

El Relé Siemens 7SA612 cuenta con 5 zonas de operación, donde cada zona tiene sus propios parámetros de ajuste. Para el correcto ajuste se debe definir para cada zona de operación sus respectivos alcances tanto los parámetros asociados a la protección 21, como los parámetros asociados a la protección 21N, el relé realiza 3 mediciones de fase y 3 mediciones de tierra, es decir, R – S, S – T, R – T, y R – N, S – N, T – N, en cada zona respectivamente.

La direccionalidad de las zonas de operación esta predefinida de la siguiente manera

- Zona 1 : Dirección forward característica cuadrilateral.
- Zona 1B : Dirección forward y reverse característica cuadrilateral.
- Zona 2 : Dirección forward y reverse característica cuadrilateral.
- Zona 3 : Dirección reverse característica cuadrilateral.
- Zona 4 : Dirección forward y reverse característica cuadrilateral.
- Zona 5 : Dirección forward y reverse característica cuadrilateral.

La inclinación α solo es ajustable para la primera zona de operación.

C.3 Modelamiento Zonas de operación en Digsilent PF

Para realizar el correcto modelado en Digsilent Power Factory es necesario seleccionar el relé Siemens 7SA612 desde la librería de proyecto.

Una vez seleccionado el relé a utilizar se abrirá la siguiente ventana donde se pueden observar las distintas funciones que trae incorporadas el relé.

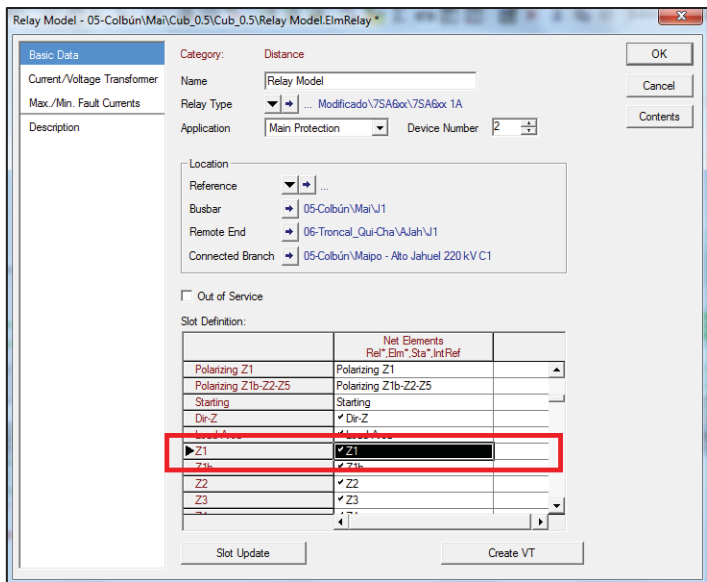


Figura C-2: Selección de alcance primera zona [Fuente: Propia].

Para comenzar a ingresar los ajustes del relé hay que editar los ya existentes, se consigue dando doble click en el campo correspondiente a la zona 1 del relé.

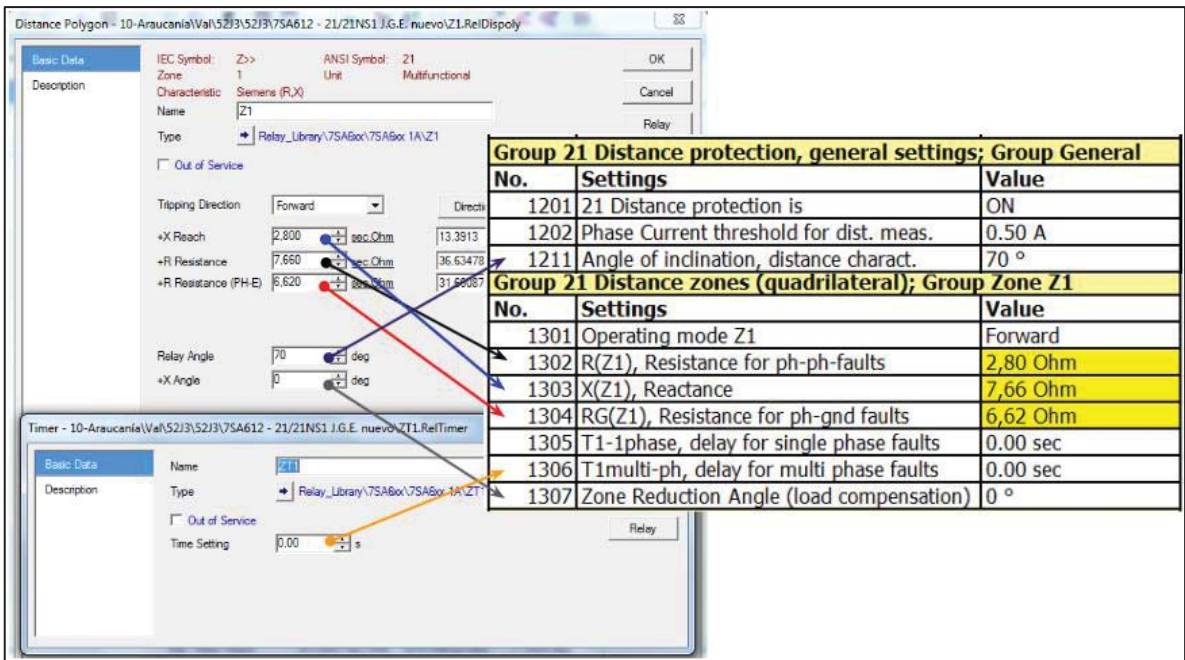


Figura C-3: Actualización alcance de fase y tierra, zona 1 [Fuente: Propia].

Como se observa, este modelo admite el ingreso de parámetros para fallas residuales y de fase en una misma interfaz, es decir, se ajustan los alcances de residuales y de fase en un mismo bloque.

Los ajustes se realizaron según el print out con un modo de funcionamiento hacia adelante, además se pueden visualizar sus correspondientes valores en Ohm por los primarios de los

transformadores, los cuales se ajustan automáticamente dependiendo de las relaciones de transformación ingresadas en secciones anteriores.

También se hace ingreso de los valores de tiempo de retardo en cada zona. Se distinguen dos tiempos de reacción en el print out, el primero está asociado a fallas monofásicas y el segundo está asociado a fallas bifásicas o trifásicas.

Para ingresar los valores de tiempo se debe presionar el botón "timer" que se visualiza en la **Error! Reference source not found.**

Para el caso de la primera zona de operación este tiempo es 0 segundos, en el caso de segunda, tercera, cuarta y quinta zona este valor tiene su correspondiente retardo de tiempo.

Para efectos de esta guía, solo se realizara el ingreso de valores para la primera zona de operación, ya que, el procedimiento es análogo para las zonas 2, 3, 4, 5 donde las principales diferencias para este modelo radican en el ángulo de inclinación del polígono y los correspondientes retardos de tiempo para cada zona de operación.

C.4 Direccionalidad de las zonas de operación

En la Figura se muestra la dirección de la característica cuadrilateral de la protección Siemens 7SA612, la referencia para este modelo son los ejes "X" y "R" donde los ángulos direccionales son medidos desde estos, como límite superior e inferior respectivamente. El modelo presenta una doble direccionalidad fija.

Es importante que estos valores sean fieles a los modelos que entrega el fabricante en su manual, ya que, estos ángulos establecen los límites entre la direccionalidad hacia adelante de las líneas de transmisión y hacia atrás de estas, teniendo presente la zona no direccional.

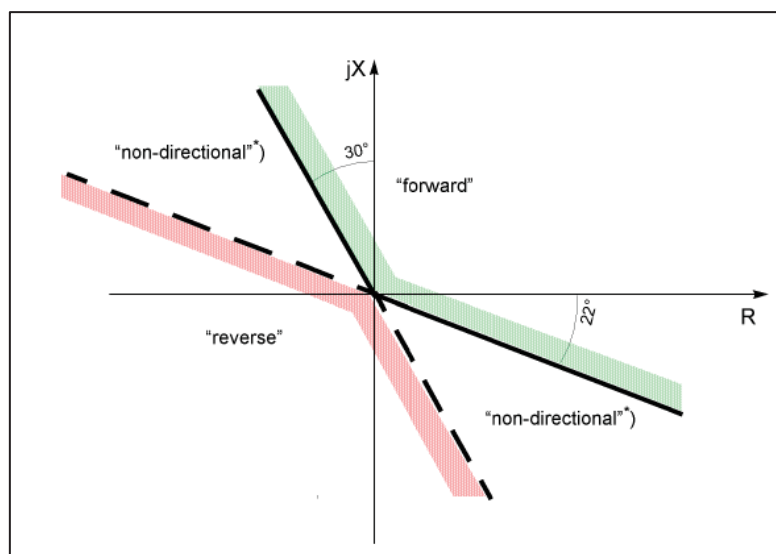


Figura C-4: Ejemplo direccionalidad manual Siemens 7SA612 [7].

C.5 Modelamiento de direccionalidad en DigSILENT PF

Para realizar la correcta inserción de estos valores en Digsilent PF, y luego de haber seleccionado el relé Siemens 7SA612 desde la librería de proyecto, hacer doble click en el correspondiente botón que señala la direccionalidad (Dir – Z), como se muestra en la Figura.

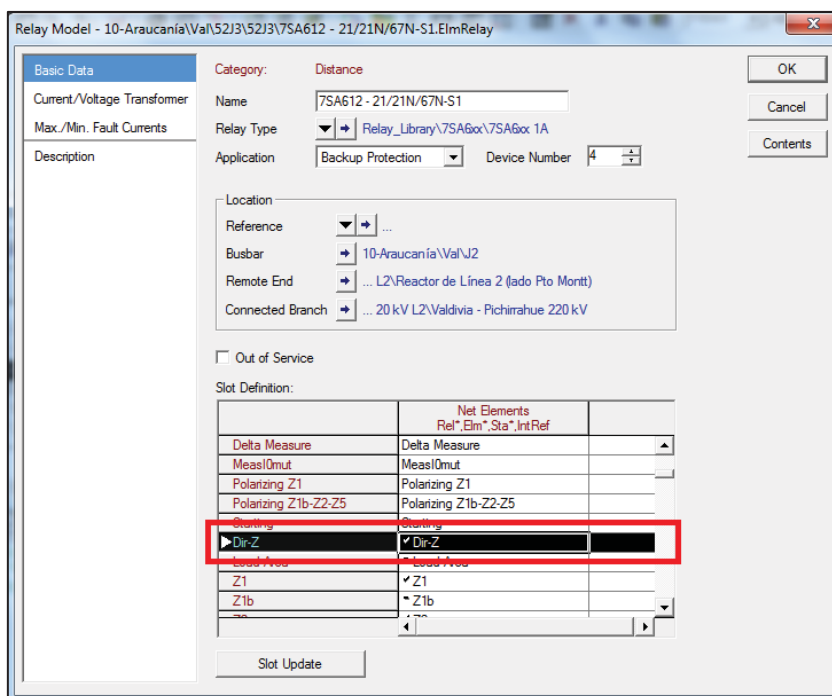


Figura C-8: Selección direccionalidad de la característica cuadrilateral [Fuente: Propia].

Según lo planteado en la sección anterior, estos parámetros son fijos y tiene un valor superior e inferior igual a 30° y 22° medidos desde los ejes "X" y "R" respectivamente.

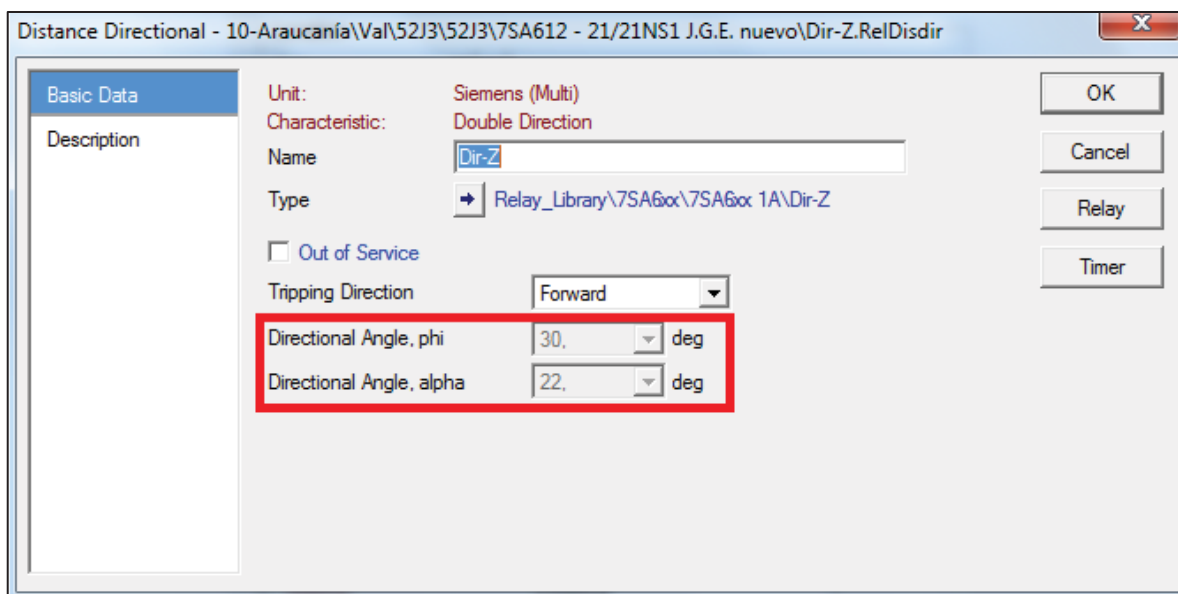


Figura C-6: Tipo de dirección [Fuente: Propia].

Si por algún motivo es necesario cambiar la configuración angular de direccionalidad de las zonas de operación, se debe presionar el botón “Type” y se accede a la ventana correspondiente a la ventana, donde aquí es posible cambiar estos valores.

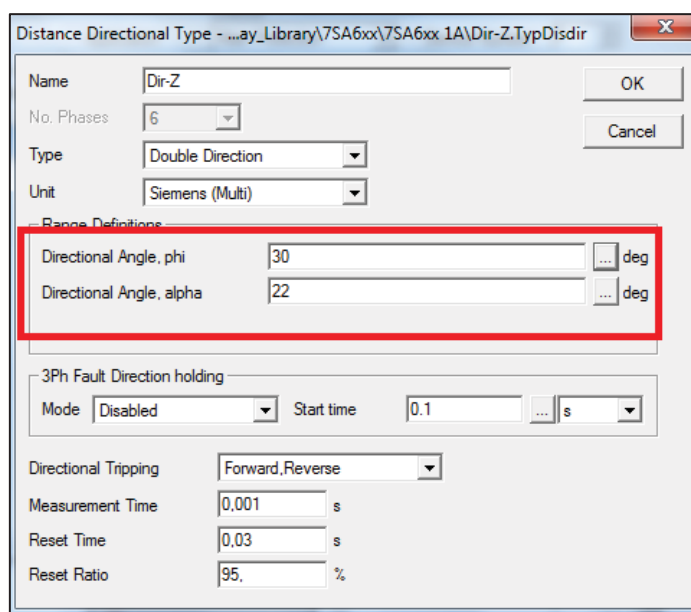


Figura C-7: Cambio angular según manual [Fuente: Propia].

De esta forma Digsilent PF permitirá graficar la característica cuadrilateral “Forward” con sus ángulos de 30° y 22° medidos desde el origen angular. Según el modelo del fabricante estos se consideran como se muestra en la Figura

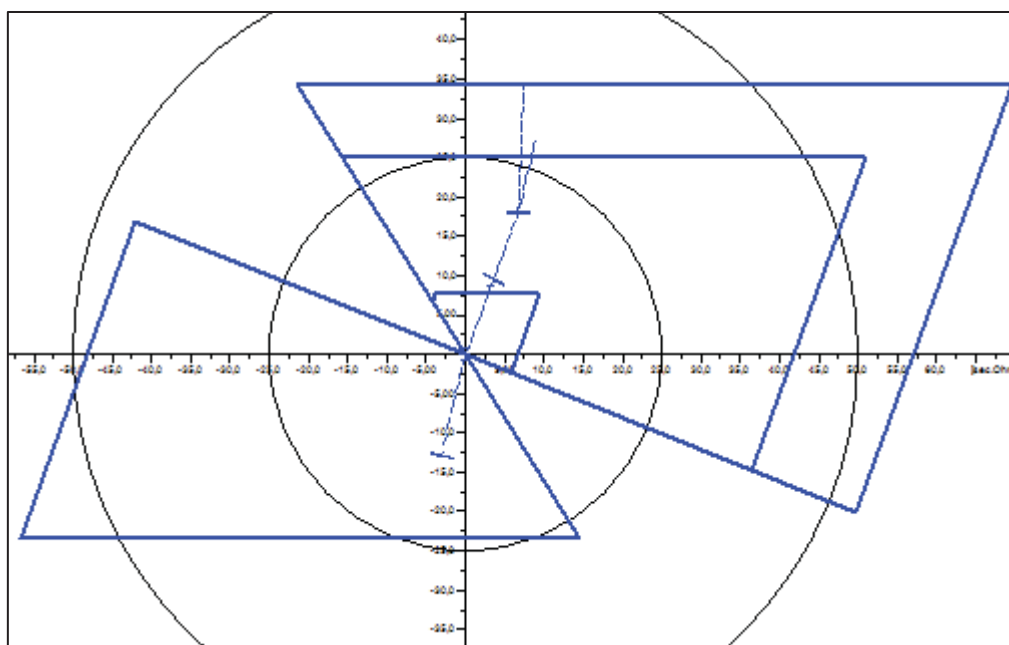


Figura C-8: Característica obtenida en Digsilent PF [Fuente: Propia].

Ya obtenida la característica cuadrilateral se pueden verificar los valores ingresados en la parte 5.1.1 y 5.2.1, además se observan las distintas zonas de operación (Zona 1, 1b, 2, 3, 4) que se ingresaron de forma análoga a la primera zona de operación.

C.6 Polarización del relé

Se verán dos formas de polarización en este documento, compensación residual acoplada y desacoplada.

Compensación residual desacoplada

Este tipo de compensación es escalar, a diferencia de la compensación residual acoplada, esta no considera el ángulo para realizar los cálculos.

Para realizar los correspondientes cálculos asociados a la compensación desacoplada y según el manual del relé Siemens 7SA612 se consideran los siguientes cálculos.

Para la parte resistiva :

$$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} * \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right) \quad (C-3)$$

Para la parte reactiva :

$$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} * \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \quad (C-4)$$

Donde

R_0 : Resistencia secuencia cero.

R_1 : Resistencia secuencia positiva.

X_0 : Reactancia secuencia cero.

X_1 : Reactancia secuencia cero.

Compensación residual acoplada

Un factor a considerar en este apartado es el factor K_0 , que depende únicamente del sistema, este valor varía según sea la configuración del sistema. Por lo tanto para que el relé pueda efectuar correctamente los cálculos, se le debe proporcionar el correspondiente valor K_0 del sistema.

Para el caso del relé Siemens 7SA612 en Digsilent, la polarización se hace de manera automática mediante el factor K_0 .

Digsilent PF hace el cálculo de la siguiente forma:

$$K_0 = \frac{1}{3} \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \quad (C-5)$$

$$Ang(K_0) = ArcTg \left(\frac{Im(K_0)}{Real(K_0)} \right) \quad (C-6)$$

Donde los valores corresponden a:

Z_0 : Impedancia de secuencia cero de la línea.

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva de la línea.

K_0 : Factor de compensación residual.

La impedancia entre fase – tierra medida en el punto donde se encuentra el relé, se calcula como sigue:

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + 3 * K_0 * I_0} \quad (C-7)$$

Por lo tanto, el factor K0 influye de manera directa en el cálculo de las impedancia de fase – tierra, por ende una mala aproximación de este valor podría generar un sub – alcance o sobre – alcance de la función 21N correspondiente al relé de distancia.

C.7 Ajuste la de polarización en DlgSILENT PF

Para ajustar el parámetro de compensación residual en Digsilent PF, es necesario, abrir la ventana correspondiente a las funciones del relé Siemens 7SA612 (**Error! Reference source not found.**).

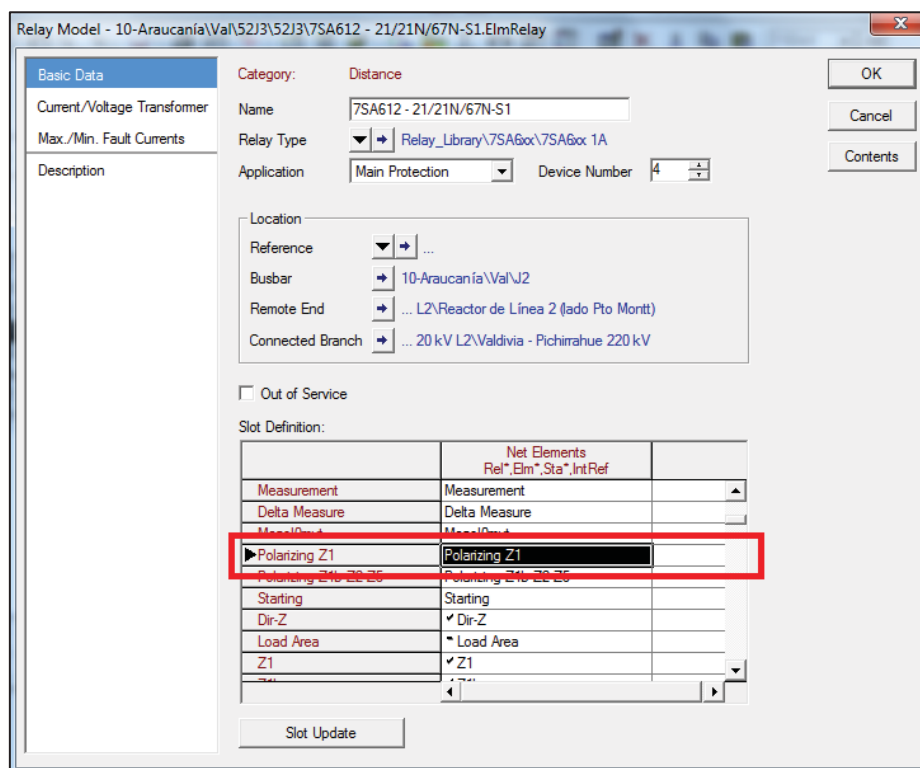


Figura C-9: Selección “Polarizing Z1” [Fuente: Propia].

Haciendo doble click en “polarizing Z1” se abrirá la ventana de ajustes de polarización correspondiente a la Figura

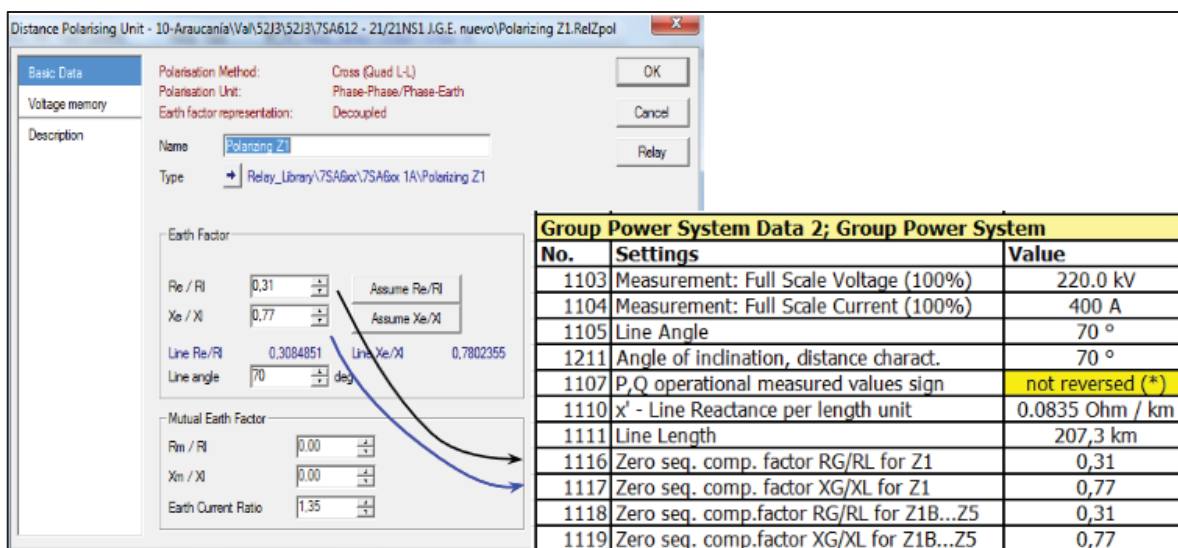


Figura C-10: Representación compensación residual desacoplado [Fuente: Propia].

Se ingresan los datos directamente desde el print out, como indica la Figura. Su representación está en su forma escalar, desacoplada del ángulo.

Presionando "Type" en la figura, se da la opción de modificar la representación de compensación residual.

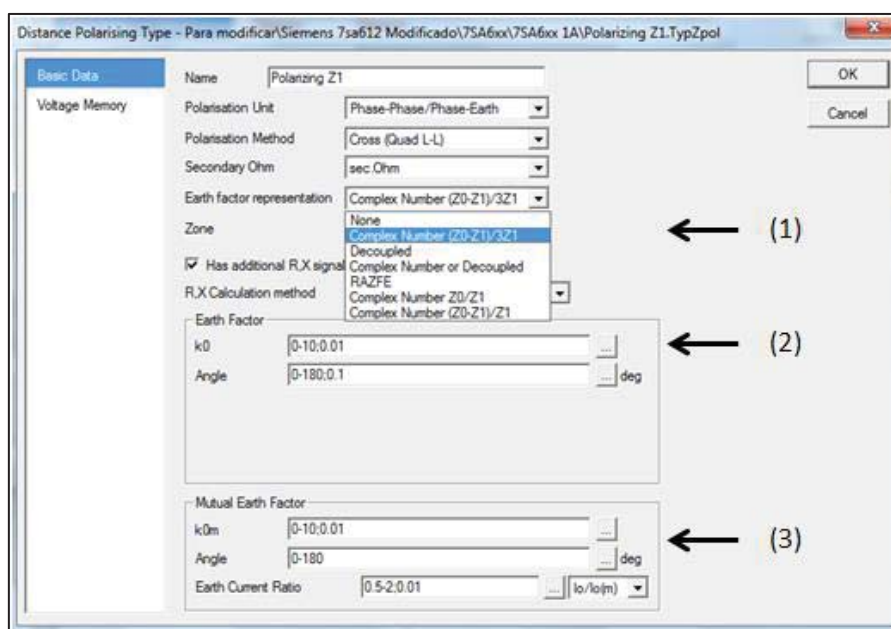


Figura C-11: Cambio formato de representación compensación residual [Fuente: Propia].

(1) : En esta opción es posible cambiar la representación de K₀ seleccionando "Complex Number (Z0 - Z1)/3*Z1"

(2) : Aquí se hace el ajuste de los decimales necesarios para la representación, para efectos de K0, (0 – 10) corresponde a los valores posibles que se pueden asignar y 0.01 corresponde a los decimales que se consideran en el cálculo.

(3) : Ajuste decimal para el efecto mutuo de las líneas.

NOTA : Al realizar este cambio hay que tener en cuenta que no solo se cambiara en el cubículo seleccionado, sino que, en todo el modelo. Para solucionar este problema, se debe copiar el modelo de relé que se quiere modificar y posteriormente cambiar el nombre de “Type”, así solo se cambiara el ajuste en el lugar indicado.

En la Figura, se observa el ingreso de valores con la forma de representación de compensación residual acoplada, además, se observa la posibilidad de ingresar el efecto mutuo para el caso de líneas paralelas, ya que, esto cambiaría el esquema de la red y por ende la factor de compensación K0.

Distance Polarising Unit - 10-Araucanía\Val\52J3\52J3\7SA612 - 21\21NS1 J.G.E. nuevo\Polarizing Z1.RelZpol

Basic Data
Voltage memory
Description

Polarisation Method: Cross (Quad L-L)
Polarisation Unit: Phase-Phase/Phase-Earth
Earth factor representation: Complex Number (Z0-Z1)/3Z1

Name: Polarizing Z1
Type: Relay_Library\7SA6xx\7SA6xx 1A\Polarizing Z1

Earth Factor

k0: 0.820
Angle: 4.78 deg
Line k0: 0.7390302 12.05411 deg

Mutual Earth Factor

k0m: 0.00
Angle: 0. deg
Earth Current Ratio: 1.35

Buttons: OK, Cancel, Relay

Figura C-12: Selección representación K0 acoplado [Fuente: Propia].

Si se presiona la opción “asume K0” Digsilent PF calculara el valor de K0 según los parámetros de la línea adyacente donde se encuentra ubicado el relé con la ecuación planteada al inicio de esta sección. Es recomendable que estos valores se ingresen desde el print out para que la representación sea lo más fiel a realidad del modelo.

C.8 Configuración del arranque

Este parámetro indicará la inicialización que tendrá el relé frente a un tipo determinado de falla pudiendo ser arranque por impedancia o por sobre corriente. El relé realizará una medición de las corrientes percibidas, si estas sobrepasan el umbral de “Starting” establecido en las configuraciones habrá operación de las funciones de protección que tiene incluidas el modelo Siemens 7SA612. El ajuste de este parámetro es importante, ya que, gracias a esto se evita la mala operación por altas corrientes de carga en algún escenario determinado.