



PONTIFICIA UNIVERSIDAD  
CATOLICA  
DE VALPARAISO



# Michael Edgardo Arriagada Muñoz

**“Cálculo en línea de los parámetros eléctricos de la línea de interconexión entre Chile y Argentina utilizando la plataforma WAM del CDEC-SING”**

**Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico**



**Escuela de Ingeniería Eléctrica**



# **Cálculo en línea de los parámetros eléctricos de la línea de interconexión entre Chile y Argentina utilizando la plataforma WAM del CDEC-SING**

**Michael Edgardo Arriagada Muñoz**

**Informe final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,**

**aprobada por la comisión de la**

**Escuela de Ingeniería Eléctrica de la**

**Pontificia Universidad Católica de Valparaíso**

**conformada por**

**Sr. Patricio Robles Calderón**

**Profesor Guía**

**Sr. Erick Zbinden Araya**

**Ingeniero Guía**

**CDEC-SING**

**Sr. Paulino Alonso Rivas**

**Profesor Co-Referente**

**Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann**

**Secretario Académico**

**Valparaíso, 3 de Agosto de 2017**

*Dedicado a mis padres, que sin su apoyo nada de esto sería posible*

# Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mis padres Ariela Muñoz y Armando Arriagada por la confianza, el apoyo y amor incondicional en esta etapa que parecía tan lejana. A mis hermanos, Jonhy y Jessenia Arriagada por apoyarme y ser fuente de inspiración cuando lo necesité en todo este tiempo.

A toda mi Familia Mapuche-Huilliche, de la comunidad de Forrahue por el cálido sentimiento cada vez que los visitaba. A Karina Soto, mi compañera, fiel e indispensable que me ha ayudado a crecer en todas las etapas como persona y estudiante.

A todos los integrantes de “Los Bohemios de Rancagua” sin duda mi cable a tierra que me distrae con la difusión de nuestra música en los distintos escenarios a lo largo de Chile, ellos han visto mi transición en estos 15 años, de estudiante básica a universitario, sin duda mi segunda familia.

A mis profesores guías Paulino Alonso y Patricio Robles, por entregarme la orientación, confianza, paciencia y las herramientas académicas necesarias para la realización de esta memoria, sus consejos fueron muy oportunos junto con su preocupación para la realización de esta memoria.

A Erick Zbinden ingeniero guía de esta memoria, por entregarme su dedicación, paciencia y buenos consejos, sin duda, de manera firme y directa a lo largo de esta trabajo, dándome a conocer el enfoque práctico a la que él denomina “mundo real” aplicado en la industria.

Al Equipo del Departamento de Integridad del Sistema DIS del CDEC-SING, especialmente a Felipe Neira, Carla Hernández y Patricio Lagos, que siempre me apoyaron entregando sus consejos y puntos de vista críticos para la realización de esta memoria.

Agradezco además, a la empresa CDEC-SING por brindar la posibilidad a alumnos a desarrollar temas de memoria que involucre las universidades y la industria.

Por último, a mis compañeros y amigos de universidad integrantes del Laboratorio de Control y Sistemas Eléctricos de Potencia, que hacían que la tarea de estudiar sea más armoniosa y fácil.

# Resumen

En este trabajo, se emplean los datos de la Red de monitoreo de área amplia, *Wide Area Monitoring* WAM perteneciente a la empresa CDEC-SING, para la identificación, en tiempo real, de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión 345kV Andes-Salta, que interconecta el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile, con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de Argentina.

De manera inicial, se presentan los principales lineamientos teóricos para el cálculo de los parámetros eléctricos de una línea de transmisión, con el propósito dar cuenta de las características físicas y eléctricas de la Línea 345 kV Andes-Salta, a través de las estimaciones desarrolladas y comparándolas con datos disponibles en la empresa.

Luego, se explica la arquitectura básica de los sistemas de medición fasorial, detallando el funcionamiento de sus diferentes componentes. A continuación, se define el concepto de la WAM y las características de la misma en la empresa CDEC-SING. Más adelante, se describen las diversas características de las PMU's instalados en la subestación Andes y Salta.

En este contexto, son detalladas dos técnicas para la obtención de parámetros de una línea de transmisión, adaptándolas a las características específicas de la Línea 345kV Andes-Salta, con el propósito de aplicarlas en la implementación de un algoritmo en tiempo real. Así también, fueron implementados en ambiente de programación Simulink® de MatLab® los algoritmos de identificación de parámetros, utilizando datos entregados por la empresa propietaria de la citada línea, a CDEC-SING. En este ambiente de programación se realizan las comparaciones de los diversos métodos de identificación de parámetros.

Por último, se lleva a cabo la implementación del algoritmo en la Plataforma WAM del CDEC-SING, para luego comprobar el funcionamiento del algoritmo tanto con sincrofasores simulados como también pruebas de desempeño, en contraste con la aplicación disponible en la plataforma "Model-Line" disponible en la plataforma.

Palabras claves: sincrofasores, líneas de transmisión, WAM, Estimación de parámetros de una línea, tiempo real.

# Índice general

Introducción.....	1
Justificación.....	2
Objetivos generales.....	3
Objetivos específicos.....	3
Metodología.....	3
Herramientas de Simulación.....	3
<b>1 Sistema de Monitoreo de Área Amplia en un Sistema Eléctrico .....</b>	<b>5</b>
1.1 WAMS.....	5
1.2 Generalidades de los sistemas de medición fasorial .....	5
1.2.1 Origen de los sistemas de medición fasorial.....	6
1.2.2 Arquitectura y elementos de los Sistemas de Medición Fasorial.....	7
A.1.1 Unidad de Medición Fasorial.....	8
A.1.2 Concentrador de datos.....	9
A.1.3 Medios de comunicación.....	9
1.2.3 Estándar IEEE aplicados a los sistemas de medición fasorial .....	10
1.3 Red WAMS del CDEC-SING .....	10
1.3.1 Software de análisis.....	12
1.3.2 Acerca de la aplicación “Line-Model” .....	14
1.3.3 Detalles de los sincrofasores disponibles en la subestación Andes y Salta.....	14
1.4 Conclusiones generales del capítulo.....	15
<b>2 Modelos Eléctricos de una línea de Transmisión y sus Características Eléctricas</b>	
<b>Típicas.....</b>	<b>16</b>
2.1 Modelo de líneas de transmisión cortas y medias .....	16
2.2 Líneas de transmisión largas.....	17
2.2.1 Representación mediante funciones hiperbólicas.....	17
2.2.2 Modelo equivalente $\pi$ representativo para línea larga .....	18
2.3 Características eléctricas típicas de una línea de transmisión .....	18
2.4 Conclusiones generales del capítulo.....	20

<b>3 Características Generales de la Línea 1x345kV Andes-Salta .....</b>	<b>21</b>
3.1 Características Físicas de la Línea 1x345kV Andes-Salta.....	21
3.2 Características Eléctricas de la Línea 1x345kV Andes-Salta.....	23
3.3 Conclusiones generales del capítulo.....	24
<b>4 Ecuaciones Para la Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión.....</b>	<b>25</b>
4.1 Obtención de parámetros utilizando las constantes generalizadas <i>ABCD</i> .....	25
4.2 Método de identificación de parámetros de una Línea de transmisión utilizando el modelo $\Pi$ nominal.....	28
4.3 Obtención de parámetros de una línea de transmisión mediante circuito equivalente $\pi$ para secuencias positiva, negativa y cero.....	30
4.4 Conclusiones generales del capítulo.....	31
<b>5 Algoritmo de Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión en Tiempo Real .....</b>	<b>32</b>
5.1 Exactitud y precisión en las Mediciones.....	32
5.1.1 Exactitud.....	32
5.1.2 Precisión.....	33
5.1.3 Cálculo de incertidumbre para medidas directas .....	33
5.2 Diagrama de bloques de programación en tiempo real.....	36
5.2.1 Programación en tiempo real: Programación directa.....	36
5.2.2 Programación en tiempo real: Algoritmo mediante una ventana de datos .....	37
5.3 Conclusiones generales del capítulo.....	39
<b>6 Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING.....</b>	<b>40</b>
6.1 Simulaciones con la herramienta Matlab® Simulink® .....	40
6.1.1 Escenarios .....	41
6.1.2 Análisis individual de los métodos de identificación de parámetros de la línea de transmisión Andes-Salta.....	45
6.1.3 Resultados del criterio de desición .....	55
6.2 Implementación en la Red WAM del CDEC-SING.....	57
6.2.1 Implementación del algoritmo de identificación de parámetros de una línea de transmisión.....	58
6.2.2 Validación mediante bloque “Line-Model” de Unifusion®.....	60
6.2.2.1 Pruebas considerando PMU’s simuladas .....	62
6.2.3 Implementación en la plataforma WAM.....	63
6.3 Aplicaciones .....	65
6.4 Conclusiones generales del capítulo.....	66
<b>Conclusiones.....</b>	<b>68</b>
<b>7 Bibliografía .....</b>	<b>71</b>

A Cálculo de los parámetros en secuencia positiva de la línea 345kV Andes-Salta .....	73
B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión .....	76
B.1 Resistencia.....	76
B.2 Impedancia se secuencia positiva.....	77
B.2.1 Consideraciones iniciales.....	77
B.2.2 Reactancia e inductancia .....	77
B.3 Impedancia de secuencia cero .....	79
B.3.1 Ecuaciones simplificadas para la obtención de la impedancia de secuencia cero....	80
B.4 Capacitancia y reactancia capacitiva.....	82
B.4.1 Consideraciones iniciales.....	82
B.4.2 Líneas de circuito simple.....	83

# Listado de Abreviaciones

En esta memoria se utilizaron las siguientes abreviaciones:

<b>AM</b>	: Amplitud modulada
<b>CDEC</b>	: Centro de Despacho Económico de Carga
<b>DFT</b>	: Transformada Discreta de Fourier
<b>DIS</b>	: Departamento de Integridad del Sistema
<b>GOES</b>	: Geostationary Operational Environmental Satellite
<b>GPS</b>	: Global Positioning System
<b>IEEE</b>	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>LT's</b>	: Líneas de Transmisión
<b>PMU</b>	: Phasor Measurement Unit
<b>SIC</b>	: Sistema Interconectado Central
<b>SING</b>	: Sistema Interconectado del Norte Grande
<b>TC</b>	: Transformador de Corriente
<b>WAM</b>	: Wide Area Monitoring

# Introducción

Es posible afirmar que los sistemas eléctricos de potencia constituyen uno de los más complejos sistemas construidos por la humanidad. Estos son parte de la vida contemporánea como parte fundamental de la sociedad, pues tienen la finalidad de entregar energía eléctrica a sus consumidores.

A lo largo del tiempo, estos sistemas se fueron expandiendo para satisfacer la demanda energética que era cada vez era mayor. Se puede afirmar que a finales del siglo XX la industria eléctrica se amplió en forma mundial,

De forma general se dividen en: generación, transmisión y distribución. En relación con los sistemas de transmisión de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), tienen como finalidad el transporte de energía eléctrica desde un punto a otro, con la mayor confiabilidad y eficiencia posible. Es un elemento importante en donde los estudios y proyecciones que se deben considerar al instalar una línea de transmisión deben ser realizados minuciosamente, considerando todas las variables que la puedan afectar, debido, entre otros factores, a su alta inversión.

El sistema eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos importantes: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Aysén y Magallanes. El siguiente cuadro resume define las principales características que posee cada uno de ellos.

Sistema Eléctrico	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	%de participación
SING	Térmica	4089	19,8%
SIC	Hidro-Térmica	16410	79,4%
Aysén	Hidro-Térmica	62	0,3%
Magallanes	Térmica	102	0,5%

Fuente: CNE, año 2016

De los sistemas ya mostrados, es de interés para esta investigación el SING coordinado y operado por el Centro de Despacho Económico de Carga del Norte Grande (CDEC-SING).

Ciertamente, la operación de un SEP debido a su complejidad ha mostrado un gran desafío para esta organización. La ampliación de la matriz energética y la creciente demanda por el aumento de la confiabilidad y la calidad de energía entregada, imponen nuevas dificultades en la operación. A su vez, los sistemas de transmisión no están acompañados en función del crecimiento de la industria eléctrica, por causa de la regulación del segmento de transmisión en Chile. Adicionalmente, se observa que, con la inclusión de nuevas tecnologías y equipamientos en los sistemas, las redes de transmisión eléctricas han sido operadas en sus límites operativos, aumentando la posibilidad de colapsos y congestión de las líneas de transmisión. Esto da énfasis a la necesidad de reforzar los sistemas de potencia con nuevos sistemas de monitoreo, protección y control.

Es por lo anterior que, a mediados del año 2013, el Departamento de Integridad del Sistema (DIS) del CDEC-SING, inició un proyecto para incorporar al sistema eléctrico nacional, el uso de tecnología de medición eléctrica en tiempo real mediante PMU's (*Phasor Measurement Unit*). Estos dispositivos permiten realizar mediciones de tensión, corriente y frecuencia en tiempo real para observar los fenómenos transitorios del sistema, gracias a una capacidad de muestreo superior y con datos sincronizados vía GPS.

Fue así que, durante el año 2014, con la participación de algunas empresas coordinadas del CDEC-SING, se implementaron 4 PMU's distribuidos en las subestaciones 220 kV: Crucero, Lagunas, Angamos, y Domeyko. A la fecha, la Red WAM de CDEC-SING cuenta con 7 PMU's, incorporando a las subestaciones 220 kV Collahuasi, y 345 kV Andes y Salta (en Argentina); configurando de esta manera la única Red WAM (*Wide Area Monitoring*), del país. Dicha red posee un software de análisis y visualización realizado por la empresa ELPROS®, en donde se puede observar, analizar y configurar el sistema, a través de diversas interfaces de visualización de datos.

Dentro de las líneas de transmisión más importantes del SING, se encuentra la conexión entre el sistema eléctrico chileno y argentino que atraviesa la Cordillera de los Andes, desde la subestación Andes en Chile, hasta la subestación Salta en Argentina. Esta línea de transmisión, tiene una extensión de alrededor de 408[km] con una compensación serie en la subestación Andes para disminuir la reactancia serie de esta. Esta línea tiene PMU's en cada extremo y es en donde se enfoca el desarrollo, análisis, estudio e implementación de esta memoria.

## Justificación

La línea Andes-Salta es el único corredor de interconexión internacional entre Chile y Argentina. Por lo que la validación de los parámetros eléctricos de esta línea, así como conocer su estado en tiempo real mediante los datos registrados por las PMU's en las subestaciones Andes y Salta de la plataforma WAM del CDEC-SING, es el tema a investigar de esta memoria. En donde se utilizarán diversas metodologías para su desarrollo e implementación, con la finalidad de asegurar una mejor coordinación y seguridad en la interconexión del sistema eléctrico de Chile y Argentina.

Asimismo, este trabajo es un inicio para el desarrollo de futuras aplicaciones para el control o protección sistémica, basado en la medición en línea de las impedancias de estos enlaces.

### Objetivos generales

- Desarrollar un algoritmo de identificación que permita obtener en tiempo real, los parámetros eléctricos en secuencia positiva de la línea de transmisión de 1x345kV Andes-Salta que conecta el SING con el SADI utilizando la plataforma WAM del CDEC-SING.

### Objetivos específicos

- Aplicación práctica de la teoría del modelo cuadripolo en líneas de transmisión, a partir de los datos de los sincrofasores de la Red WAM de CDEC-SING.
- Realizar un modelo de bloques, utilizando Simulink® de Matlab®, para calcular los parámetros de una línea de transmisión en función de las variables eléctricas de entrada.
- Utilizar los datos obtenidos a través de la plataforma WAM del CDEC-SING para corroborar la validez del modelo, considerando para ello la Línea 1x345 kV Salta-Andes, que interconecta el SING (Chile) con el SADI (Argentina).
- Implementar un algoritmo en tiempo real en la plataforma WAM del CDEC-SING.
- Proponer aplicaciones futuras en este ámbito de desarrollo.

### Metodología

La metodología desarrollada para el cumplimiento de los objetivos, se describen a continuación:

- Revisar información teórica en referencia a las líneas de transmisión, enfocado a sus propiedades físicas y eléctricas.
- Recopilar y revisar información técnica relacionada con la línea de transmisión 1x345kV Andes-Salta, identificando sus características actuales.
- Presentar el algoritmo y las ecuaciones para la identificación de parámetros eléctricos de línea.
- Evaluar el desempeño del algoritmo a través de simulaciones con la herramienta de simulación Simulink® con los Registros de la plataforma WAM del SING.
- Implementar y comparar, con la aplicación existente en la Plataforma WAM, el algoritmo de identificación de parámetros desarrollado.

### Herramientas de Simulación

Esta memoria utiliza los siguientes programas para la obtención de resultados de simulación e implementación:

- Simulink® de Matlab®
- Unifusion® de la empresa ELPROS®

Simulink® es un entorno de programación basado en diagramas de bloque para la simulación de modelos. Además, ofrece un editor gráfico, bibliotecas de bloques personalizables para modelar y simular sistemas dinámicos. Asimismo, se integra con el entorno MATLAB®, lo que permite incorporar algoritmos en los modelos y exportar los resultados de la simulación al mismo entorno descrito anteriormente, para llevar a cabo nuevos análisis. Un ejemplo del entorno de programación de Simulink® se puede ver en la Figura 0-1.

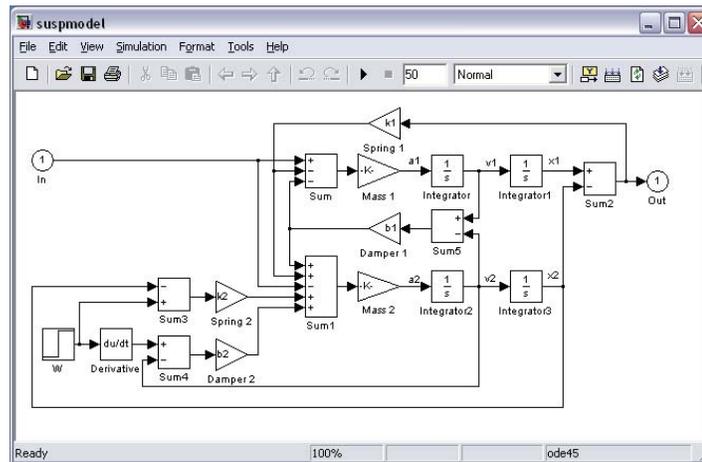


Figura 0-1 Entorno de Programación Simulink®

En cambio, UniFusion® es una plataforma de ingeniería aplicada a los sistemas de monitoreo en tiempo real, en donde se puede configurar e intercambiar datos. Esta plataforma se divide en dos programas:

- Entorno de visualización gráfica: Encargado de mostrar y configurar el tipo de despliegue gráfico según las necesidades del usuario.
- Entorno de programación: Entorno basado en bloques muy similar a Simulink®, en donde programan diferentes funciones y características enfocado al monitoreo en tiempo real de los sistemas eléctricos.

# 1 Sistema de Monitoreo de Área Amplia en un Sistema Eléctrico

Este capítulo contextualiza el entorno de desarrollo de esta memoria, definiendo generalidades de un sistema de monitoreo de área amplia o en inglés como *Wide Area Monitoring System* (WAMS). Describiendo sus principales componentes involucrados como los equipos de medición, su arquitectura y el estándar aplicado.

Luego se muestran detalles de la Plataforma WAM del CDEC-SING, sus equipos de medición fasorial (PMU por sus siglas en inglés), su distribución en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), entorno de visualización y las aplicaciones disponibles en plataforma desarrollado por la empresa ELPROS®.

## 1.1 WAMS

La tecnología WAMS, es la aplicación avanzada que combina la medición fasorial sincronizada, ingeniería de la comunicación y tecnología de la información en sistemas de potencia. El principal objetivo de WAMS es observar de manera global el estado del sistema eléctrico en tiempo real. En la actualidad, la WAMS se refiere principalmente a los dos aspectos siguientes: (1) la construcción y aplicación de WAMS en redes inteligentes; (2) el análisis y control de estabilidad en base a mediciones de área amplia.

La estructura de WAMS incluye principalmente las siguientes tres partes: (1) dispositivos PMU distribuidos en diferentes áreas para la medición de variables operativas locales (por ejemplo, tensión y corriente); (2) Un sistema concentrador de datos; (3) Una red de comunicación digital que se encarga del intercambio de información entre (1) y (2); (4) Una plataforma de procesamiento de datos para análisis y visualización.

## 1.2 Generalidades de los sistemas de medición fasorial

Las PMU's son sistemas de medición fasorial de las principales características eléctricas, permiten tener una visión más amplia del estado de operación de un sistema eléctrico, debido a que continuamente están midiendo en forma sincronizada los fasores de tensión y de corriente.

Con estos instrumentos se consigue de forma inmediata el estado del sistema. Esta tecnología tiene una tendencia creciente de utilización [1], [2], [3], con lo cual se espera tener mediciones fasoriales en la mayoría de los nodos de un sistema eléctrico.

### **1.2.1 Origen de los sistemas de medición fasorial**

Teniendo en cuenta que los fasores son herramientas básicas en el análisis de los circuitos de corriente alterna, el conocimiento de los fasores de tensión en los nodos del sistema es un requerimiento indispensable para herramientas como monitoreo de seguridad y análisis de contingencias, entre otras.

En la década de 1970 surgió el desarrollo del relé de distancia de componentes simétricas, el cual se basaba en la medición de las secuencias positiva, negativa y cero de tensiones y corrientes mediante la transformada discreta de Fourier (DFT) para la localización de fallas. El gran avance para su época fue la forma recursiva en que calculaba las componentes simétricas de tensiones y corrientes. Particularmente, se pensó que la obtención de fasores de secuencia positiva de tensiones y corrientes sería de gran utilidad para muchas otras aplicaciones. Para obtener de forma adecuada fasores de tensiones y corrientes en un sistema de potencia las mediciones deben estar hechas en una misma referencia de tiempo, lo cual hace que el proceso de sincronización de medidas sea un asunto muy importante [4].

Si se requiere sincronizar al interior de una subestación varios equipos, esto se puede hacer repartiéndolo a todos los equipos el mismo pulso del reloj. Pero la sincronización no es fácil si se trata de sincronizar equipos que están en subestaciones lejanas. Por muchos años la principal limitante de los sistemas de medición fasorial fue tener una fuente eficaz de sincronización, capaz de determinar con precisión el instante preciso en el que todos los equipos deben realizar sus mediciones.

Se condujeron muchas investigaciones para encontrar la manera más efectiva de sincronizar las mediciones. Se intentó inicialmente mediante señales AM (Amplitud Modulada), pero con esta tecnología se llegaba a un límite en la precisión de la sincronización lograda que no era lo suficientemente buena para usos prácticos.

Algo similar ocurrió con las microondas y señales vía satélite del sistema GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite), debido a que ninguna de las opciones anteriores tuvo un rendimiento lo suficientemente preciso [5].

A partir de la década de 1980 las fuerzas militares estadounidenses utilizaron el sistema *navstar* de posicionamiento global, hoy conocido como GPS, para obtener coordenadas precisas de ubicación en la tierra a través de un conjunto de más de 20 satélites que orbitan el planeta. Además de proporcionar coordenadas de ubicación, el sistema GPS provee una señal de un pulso por segundo, con precisión mayor a  $1 \mu\text{s}$ , a todas las unidades receptoras. Además, en esta misma década Arun Phadke, de la Universidad Estadounidense Virginia Tech, consideró que las mediciones sincronizadas en tiempo real tendrían importantes aplicaciones en los sistemas eléctricos de potencia [6]. De esta manera en el año 1983 Phadke, Thorp y Adamiak describen el

sustento teórico y el proceso para el cálculo de fasores utilizando la transformada de Fourier (DFT) en un proceso computacional [7] [8].

En el año 1988 en Virginia Tech se construye la primera unidad de medición fasorial y se sincroniza mediante el sistema satelital de posicionamiento global (GPS) que sirvió de base para la fabricación de nuevas unidades por la empresa Macrodyne [8]. A finales de la década de los ochenta se desarrollaron las primeras unidades PMU y a partir de inicios de los noventa las unidades comerciales.

Seguidamente, en el año 1995 se desarrolla el estándar IEEE Std. 1344-1995, en donde se denomina a la PMU sincronizada mediante un GPS como un sincrofasor junto con definir el formato de los datos de salida y los fasores. En el año 2005 se actualizó el estándar con el IEEE Std. C37.118-2005. En el año 2011, se publicó el estándar IEEE Std. C37.118.1-2011, que separa los incisos de medición y comunicación de la norma anterior, de forma individual. Ayudando de esta forma la adopción generalizada y facilitando la implementación al permitir un uso más flexible de las normas de otros para la comunicación de los sincrofasores. En cambio la IEEE Std. C37.118.1-2011 define un método para el intercambio de datos de medición de fasores sincronizados entre los equipos del sistema de potencia. Especifica los tipos de mensajería, incluyendo, el uso, el contenido y formatos de datos para comunicación en tiempo real entre las unidades de medición fasorial (PMU), concentradores de datos de fasores (CDP) y otras aplicaciones [9].

### **1.2.2 Arquitectura y elementos de los Sistemas de Medición Fasorial**

En [10] se proponen dos tipos de arquitectura para los sistemas de medición fasorial. Se propone una arquitectura centralizada en donde todos los datos de las PMU's llegan a un concentrador para su disposición en las aplicaciones.

La otra arquitectura propuesta es la descentralizada en donde existe comunicación entre todas las PMU's, otorgando redundancia en los datos útil en el caso que se presentes problemas de comunicación en los enlaces con el concentrador de datos central. Además, por costo y por cumplir con los requisitos de la mayoría de aplicaciones, se prefiere trabajar con una arquitectura centralizada, la cual se describe a continuación.

Principalmente el elemento base del sistema es la unidad de medición fasorial (PMU), también existen otros elementos que hacen posible el adecuado funcionamiento del sistema, como los concentradores de datos (PDC) y los canales de comunicación. En la siguiente figura se muestra el esquema general de un sistema de medición fasorial centralizado.

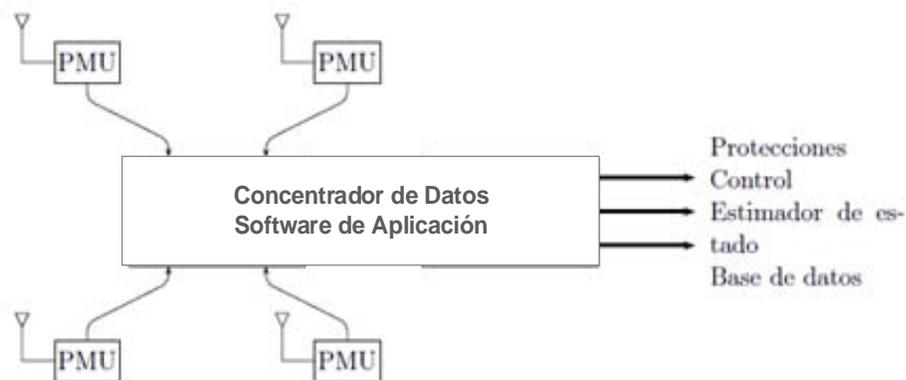


Figura 1-1 Sistema de medición fasorial

### A.1.1 Unidad de Medición Fasorial

La unidad de medición fasorial (PMU) es el elemento en el cual está basado el sistema de medición fasorial. La PMU adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de potencial y de corriente, los procesa y obtiene los fasores de tensión y corrientes. Estos fasores luego son enviados al concentrador de datos.

La estructura de una PMU se puede visualizar en la Figura 1-2.

Se compone de sistema de adquisición de datos, en donde cuenta con un filtro antialiasing apropiado, un módulo conversor análogo-digital, un microprocesador, el cual hace los cálculos de los fasores y un receptor de GPS, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de tiempo correspondiente que se compone del año, mes, día, minuto, segundo y milisegundos necesarias para sincronizar las mediciones.

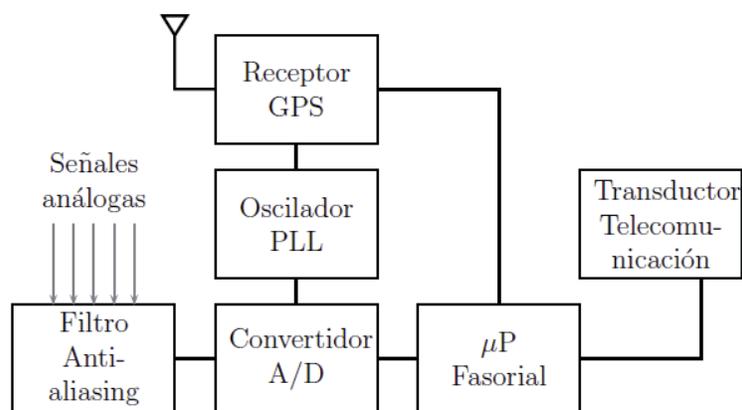


Figura 1-2 Estructura básica de una unidad PMU

### A.1.2 Concentrador de datos

El concentrador de datos o PDC (Phasor Data Concentrator), es un elemento ubicado en cierta área de control que tiene como función recibir y concentrar de forma coherente todos los fasores provenientes de las PMUs y ponerlos a disposición para su uso en las distintas aplicaciones. También, está entre las funciones de los PDC compartir información con otros PDC ubicados en distintas áreas de control.

Los PDC reciben los fasores de las distintas PMU's utilizando las etiquetas de tiempo de los fasores, el PDC los organiza de tal forma que correspondan a un mismo instante de tiempo. Este proceso es continuo, de tal modo que el flujo de datos es capaz de representar el sistema casi en tiempo real. Los datos recibidos por el concentrador pueden ser presentados gráficamente en pantallas o almacenados para posteriores análisis. En la Figura 1-3 se presenta un gráfico que ilustra la función principal del concentrador de datos.

### A.1.3 Medios de comunicación

Claramente la función de los canales de comunicación es la de permitir de forma ágil y eficiente la comunicación entre las PMU's y el PDC, así como también la comunicación entre distintos PDCs. La comunicación se puede hacer a través de medios físicos como la fibra óptica, líneas de transmisión o tecnologías inalámbricas (satélites) [11]. Los diferentes tipos de medios de comunicación tienen sus ventajas y desventajas frente a los demás, en cuanto a retrasos provocados, capacidades de transmisión y costo. Se debe hacer una evaluación técnica y económica al momento de escoger los canales de comunicación para tener el que más se ajuste a las necesidades requeridas según el tipo de aplicaciones que se piensen implementar. En Chile estos parámetros y requisitos se especifican en el Anexo Técnico: Sistema de Monitoreo.

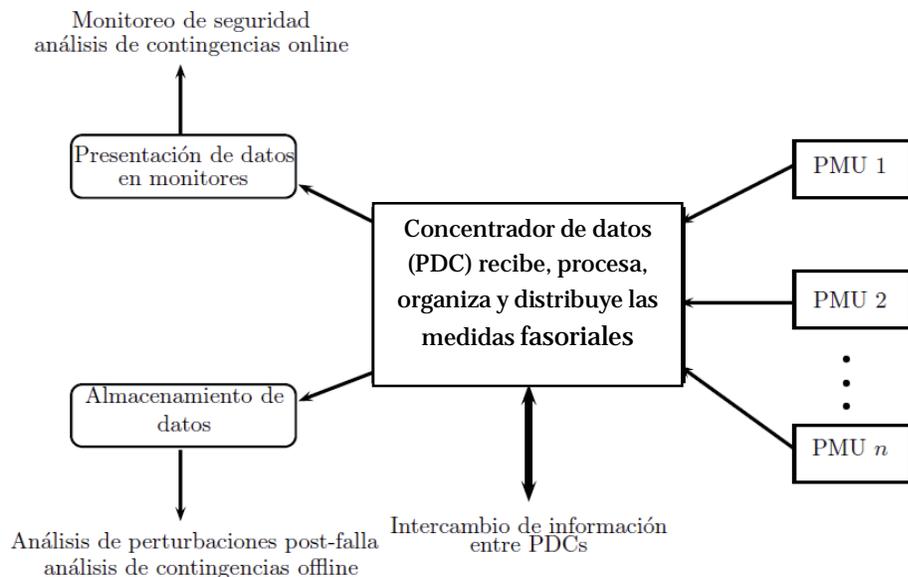


Figura 1-3 Concentrador de datos fasoriales

### **1.2.3 Estándar IEEE aplicados a los sistemas de medición fasorial**

Los sistemas de medición fasorial están ligados al estándar IEE C37.118 esta se describe de forma general como:

- IEEE C 37.118.1: Establece requisitos de desempeño en régimen permanente y dinámico de los equipos PMU's. Además, de definir clases de PMU's como clase P para protección y control, y clase M para monitoreo.
- IEEE C 37.118.2: Establece las exigencias para la transferencia de datos en los enlaces de comunicación

### **1.3 Red WAMS del CDEC-SING**

En Chile, la iniciativa de llevar a cabo el proyecto de la primera red WAM se inició alrededor del año 2014 a cargo del Departamento de Integridad del sistema del CDEC-SING, en donde con el apoyo de varias empresas del rubro se pudo llevar a cabo este proyecto. La plataforma WAM del CDEC-SING se compone de 7 PMU's distribuidos en el norte grande de Chile, en las subestaciones: Crucero, Lagunas, Angamos, Domeyko, Collahuasi, Andes y Salta (en Argentina) como se muestra en la siguiente imagen.

# Sistema de Monitoreo de Área Amplia en un Sistema Eléctrico

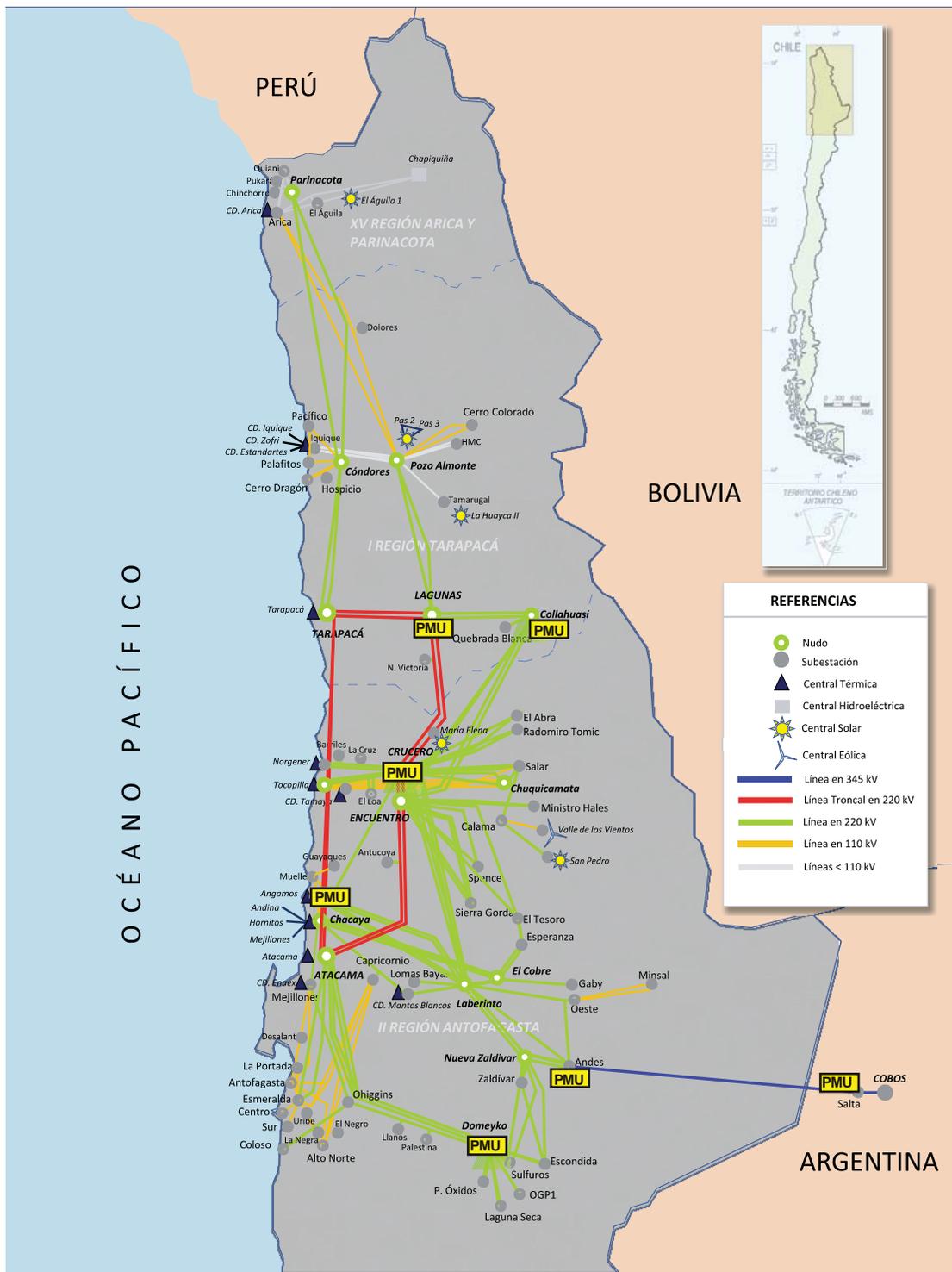


Figura 1-4 Disposición geográfica de las PMU's en la Red WAM del CDEC-SING [12]

### 1.3.1 Software de análisis

Para el análisis y visualización completa de la red WAM en tiempo real, se utiliza un software desarrollado por la empresa ELPROS® (Elektronski in Programski Sistemi d.o.o.) que adquiere los datos de los diferentes PMU's desplegados, para entregar la información en tiempo real del estado del sistema a través de su software Unifusion®. Este software se divide en dos partes para realizar tareas más específicas: WAP-Protector®, denominada entorno de visualización en esta memoria y Engineering-Studio®, entorno de programación. Es posible visualizar de forma esquemática el entorno de programación, de la siguiente manera:

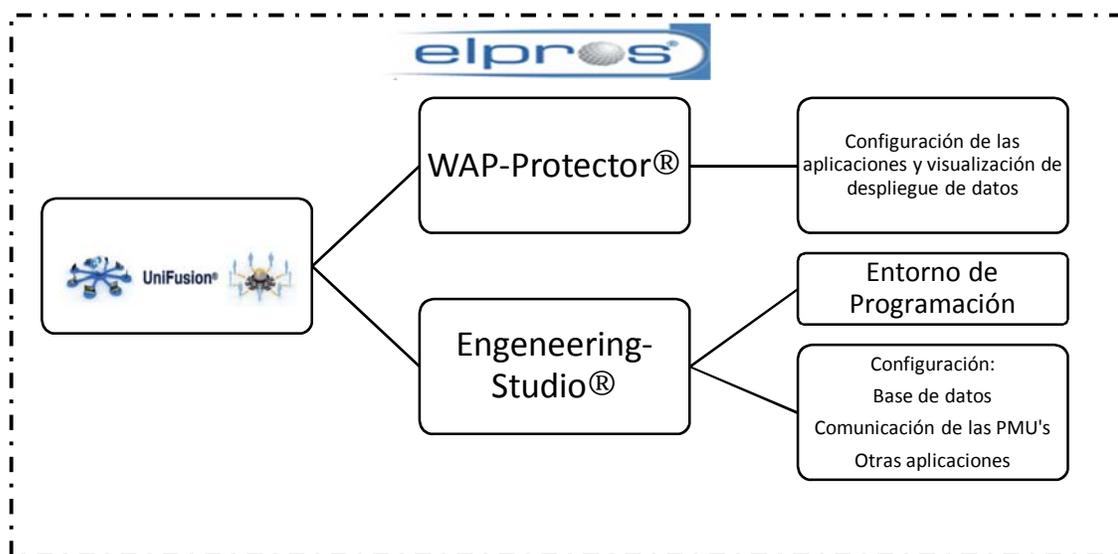


Figura 1-5 Esquema de aplicaciones disponibles en la Plataforma WAM del CDEC-SING

Dentro de las aplicaciones existentes en la plataforma WAM se encuentran [13]:

- Sincronización vía GPS incorporado.
- Detector de Oscilaciones.
- Medición de sincrofasores con referencia absoluta UTC para estabilidad y análisis de flujo.
- Detector de Islas Eléctricas.
- Recolección de datos interna y almacenamiento de eventos.
- Análisis post contingencia
- Modelo de línea

Un ejemplo de la visualización y el estado de comunicación del sistema se muestra en la Figura 1-6, en donde se puede observar la disposición geográfica de las PMU's, el estado de la comunicación, gráfica polar, el estado de la frecuencia del sistema, entre otras características.

## Sistema de Monitoreo de Área Ampla en un Sistema Eléctrico

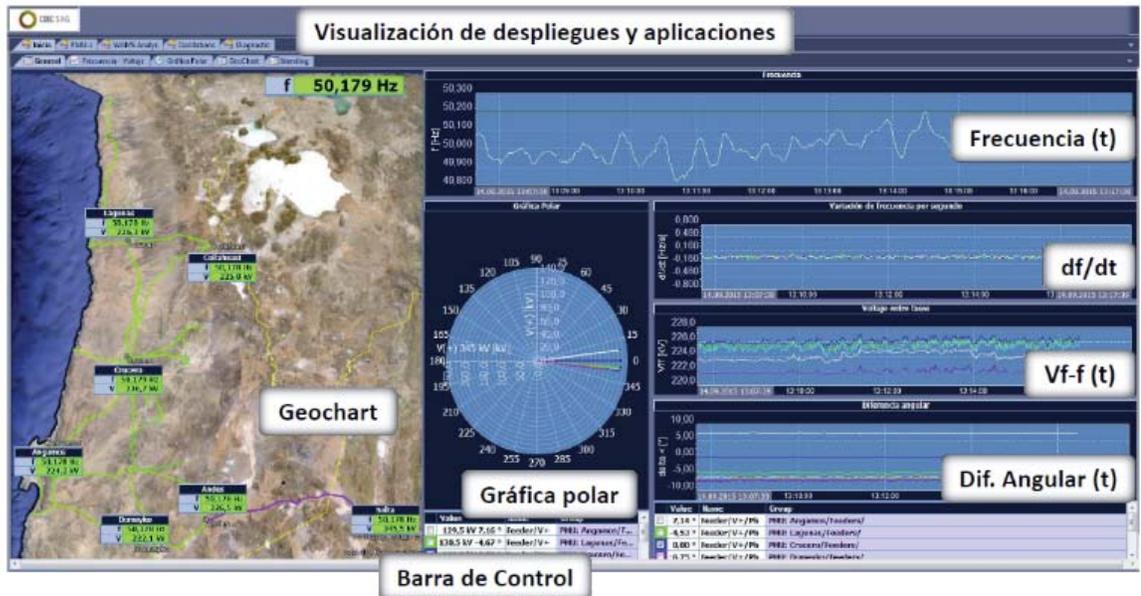


Figura 1-6 Visualización plataforma WAM CDEC-SING [13]

En la siguiente imagen se observa el entorno de programación donde se lleva a cabo la implementación del algoritmo desarrollada en esta memoria. Cabe destacar, que el entorno de programación es en base de bloques pre-programados.

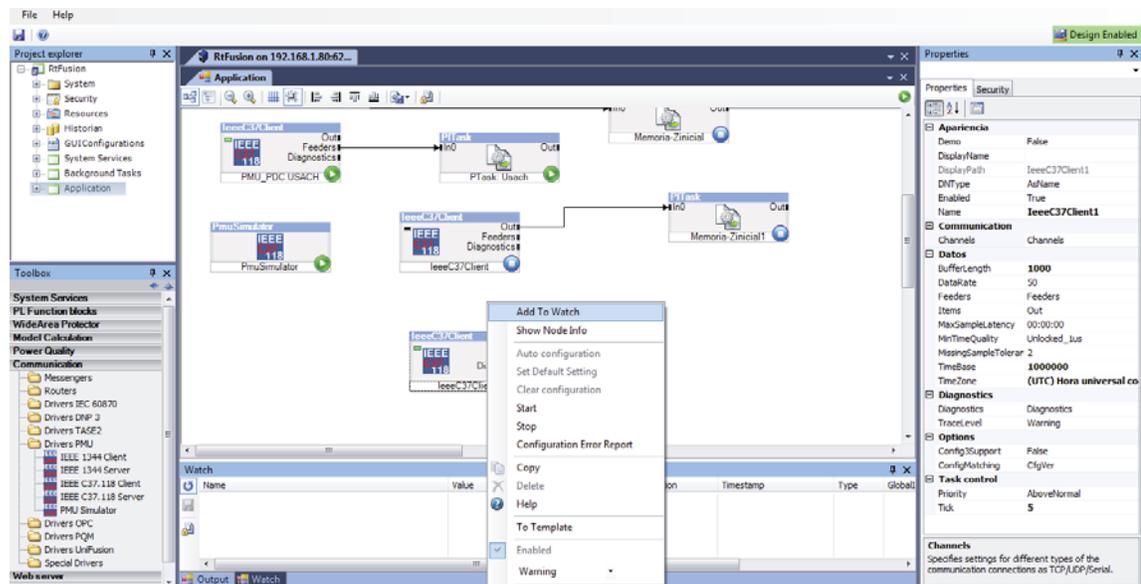


Figura 1-7 Entorno de programación

### 1.3.2 Acerca de la aplicación “Line-Model”

Dentro de las diferentes aplicaciones disponibles en el entorno de programación, existe el bloque programado y desarrollado por la empresa ELPROS® llamado “Line-Model”. Este permite obtener en tiempo real, las variables eléctricas de una línea de transmisión, donde los datos de entrada son las tensiones y corrientes del inicio y final de la línea a analizar. En cambio, las variables de salida son las variables eléctricas de la línea, en cada una de sus fases o en secuencia positiva, negativa y cero. Cabe señalar, que todos los bloques de esta plataforma están encriptadas.

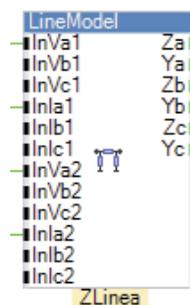


Figura 1-8 Bloque pre-programado LineModel

### 1.3.3 Detalles de los sincrofasores disponibles en la subestación Andes y Salta

A continuación, se detallan algunas características de los sincrofasores ubicados en la línea Andes-Salta en la tabla adjunta. En la imagen se muestra la disposición de los sincrofasores en la línea.

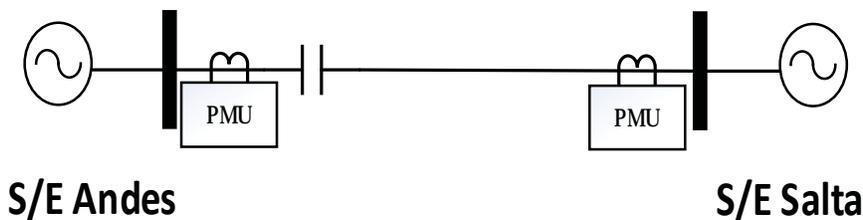


Figura 1-9

Disposición de los sincrofasores línea Andes-Salta

Tabla 1-1 Características sincrofasores Andes-Salta

Características	
Marca	Arbiter
Tasa muestreo (fps)	50
Clase de TC	Clase M tipo 0,2
TVE	1%

## **1.4 Conclusiones generales del capítulo**

Este capítulo presentó el contexto general de los equipos de medición fasorial junto con describir la plataforma WAM del CDEC-SING. Con lo anterior se tienen los principales requisitos y requerimientos que debe tener el algoritmo de identificación de parámetros de la línea en tiempo real que se desarrolla esta memoria. Entre estos desataca, la posibilidad de funcionar con una tasa de muestreo de datos de  $50 \frac{muestras}{seg}$ , programar y visualizar los datos en la plataforma WAM de SING; por último evaluar los resultados del algoritmo en tiempo real con la aplicación existente dentro de la plataforma, cuyo funcionamiento está encriptado.

## 2 Modelos Eléctricos de una línea de Transmisión y sus Características Eléctricas Típicas

Este capítulo presenta los principales modelos de cuadripolo en una línea de transmisión en un sistema eléctrico de potencia, estas representan características eléctricas de una línea de transmisión, determinadas por su resistencia eléctrica, inductancia, susceptancia y capacitancia. Por último, se expondrá las características eléctricas típicas de la línea que servirán como punto inicial a los parámetros esperados en la línea de transmisión Andes-Salta.

### 2.1 Modelo de líneas de transmisión cortas y medias

El modelo de las líneas de transmisión cortas consiste en considerar solo el efecto de la resistencia y reactancia de la línea, sin considerar el efecto de la conductancia y susceptancia de esta. Para la representación de este tipo de línea solo se considera el efecto de la resistencia y reactancia por fase uniformemente distribuida a lo largo de la línea. La representación de la tensión y corriente es posible resumirlo, considerando el funcionamiento de la línea como se muestra a continuación [14].

$$I_r = I_s \quad (2-1)$$

$$V_s = (r_L + jx_L)I_s + V_r \quad (2-2)$$

En cambio, para el modelo de línea media, esta considera el efecto de la capacitancia presente en las líneas de transmisión, causados principalmente por la separación de los conductores entre fase y tierra. Además, de la característica de la reactancia y resistencia por fase. Un modelo representativo se muestra en la Figura 2-1, en donde la capacitancia está representada en paralelo en cada extremo de la línea.

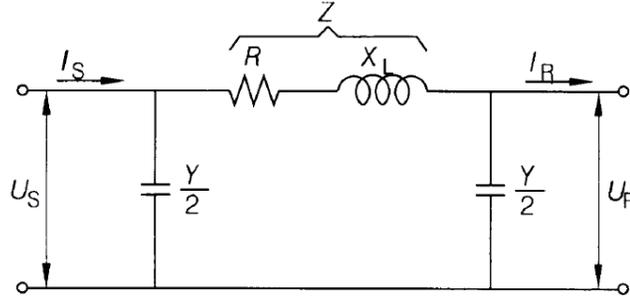


Figura 2-1 Representación de una línea media en su modelo pi nominal [14]

La relación de tensión y corriente presentes en este modelo por fase, es posible resumirlo en las siguientes ecuaciones.

$$U_s = \left( U_r \cdot \frac{Y}{2} + I_r \right) Z + U_r \tag{2-3}$$

$$I_s = Y \left( 1 + Z \cdot \frac{Y}{4} \right) U_r + \left( Z \cdot \frac{Y}{2} + 1 \right) I_r \tag{2-4}$$

## 2.2 Líneas de transmisión largas

### 2.2.1 Representación mediante funciones hiperbólicas

La representación de las ecuaciones que relaciona tensión y corriente en una línea de transmisión larga, incluyen la influencia de la impedancia característica de la línea y la constante de propagación. La primera se refiere principalmente a la impedancia en donde la línea representa las menores pérdidas, en cambio la constante de propagación es una variable que involucra la constante de atenuación y la velocidad de fase propia de una onda viajera en medio de transmisión presentes en este tipo de línea. Estas están asociadas a la resolución de la ecuación del telegrafista que considera la influencia de tensión y corriente y las variables mencionadas anteriormente. Las ecuaciones que representan este comportamiento se pueden resumir como se muestra a continuación [14]:

$$U_r = U_s \cosh(\gamma) - I_s Z_c \sinh(\gamma) \tag{2-5}$$

$$I_r = I_s \cosh(\gamma) - \frac{U_s}{Z_c} \sinh(\gamma) \tag{2-6}$$

### 2.2.2 Modelo equivalente $\pi$ representativo para línea larga

El modelo equivalente  $\pi$  de una línea de transmisión larga no representa exactamente el comportamiento de la línea de forma exacta porque no todos los parámetros están distribuidos uniformemente en la línea. No obstante, el formato del modelo representado en la Figura 2-2 es conveniente para el cálculo de las otras variables involucradas que dependen de la corriente y tensión, como la impedancia característica y la constante de propagación descritas anteriormente. Además este modelo considera, el efecto causado por los dieléctricos de la línea representado como con la conductancia “g” en el parámetro de admitancia “Y” del modelo [15].

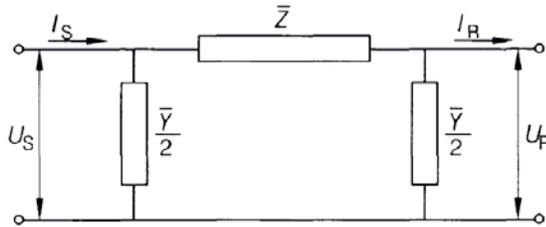


Figura 2-2 Modelo pi nominal representativo para una línea de transmisión larga

### 2.3 Características eléctricas típicas de una línea de transmisión

Las características eléctricas de una línea de transmisión son la resistencia, reactancia, susceptancia y conductancia. La resistencia y reactancia se representan por la impedancia y la primera representa principalmente la influencia de las características físicas del conductor como su composición, sección transversal, etc. Mientras que la reactancia es un parámetro que representa las pérdidas causadas por el campo magnético cuando un conductor es sometido a corriente eléctrica, además depende de la disposición de los conductores por fase en una línea de transmisión estas pueden tener distintas geometrías como se muestra en la Figura 2-3. Por otro lado el parámetro de conductancia representa las pérdidas de una línea en función de los dieléctricos de una línea de transmisión, que si bien son muy pequeños se representan en el modelo de línea larga, en la práctica este parámetro no se considera. Asimismo, el parámetro de susceptancia está ligado al campo magnético producido por la línea representado de manera más sencilla en una capacitancia, que puede depender tanto de la separación entre las fases de los conductores así como de la estos a tierra. Las ecuaciones generales para encontrar estos parámetros es posible encontrarlos en el Anexo B de esta memoria [15].

## Modelos Eléctricos de una línea de Transmisión y sus Características Eléctricas Típicas

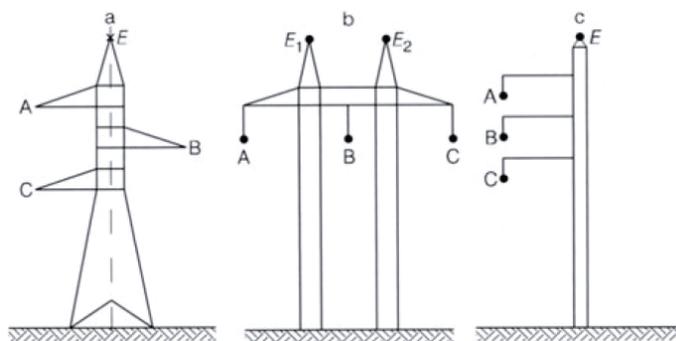


Figura 2-3 Disposición de algunas torres de transmisión abc y sus conductores por fase (ABC fases y E cable de guarda)

Los valores típicos generales de una línea de transmisión considerando su tensión nominal por fase y el número de subconductores es posible visualizarlo en la

Tabla 2-1, en donde los parámetros esperados para la línea de 345kV a analizar en esta memoria pueden acercarse a los resultados de la tabla para una tensión nominal de 380kV. Llama la atención que a medida que aumenta la tensión la variable de resistencia disminuya, esto se debe al tipo de conductor y la cantidad de subconductores presentes en una línea, esto se puede ver en la (2-7) en donde  $n_2$  representa la cantidad de subconductores por fase en una línea de transmisión. La cantidad de subconductores y su disposición geométrica impactan además en los parámetros de reactancia y susceptancia, como es posible visualizarlo en la misma tabla.

$$R'_{rot} = \frac{R'_{DC}}{n_2} \tag{2-7}$$

Tabla 2-1 Parámetros eléctricos típicos para línea de transmisión [14] aéreas operando en 50[Hz]

Tensión nominal por fase kV	20	110	220	380	500
Número de subconductores	1	1	1	2	3
Diámetro de los subconductores mm	9,6	19	28,8	32,2	29,9
Resistencia R ohm/km	0,666	0,176	0,0075	0,029	0,022
Reactancia de secuencia positiva ohm/km	0,42	0,41	0,4	0,33	0,3
Capacitancia en secuencia positiva uF/km	8,6	8,9	9	11,1	12

## **2.4 Conclusiones generales del capítulo**

Este presentó los modelos eléctricos aplicables a una línea de transmisión corta, media y larga, en donde las principales diferencias la causan la incorporación de las variables de impedancia característica y la constante de propagación presentes en una línea de transmisión larga. Estos modelos considerados son importantes debido a que son la base para encontrar los parámetros eléctricos de una línea de transmisión y poder aplicarlos en el algoritmo de identificación de parámetros en tiempo real.

Por otro lado, en la Tabla 2-1 muestran los diferentes parámetros esperados para una línea de transmisión similar a la Línea Andes Salta 1x345kV, con lo que puede dar un indicio de los parámetros calculados que puedan aparecer en el estudio de transposición de línea del SING [16].

## 3 Características Generales de la Línea 1x345kV Andes-Salta

En este capítulo se describen las principales características de la línea 1x345kV Andes-Salta, indicando sus propiedades físicas como la disposición de las torres de transmisión, el tipo de conductor, la resistividad del terreno, entre otros. Asimismo, se mencionan las particularidades eléctricas como la resistencia, reactancia y susceptancia de la línea etc. Estos datos son obtenidos a través del “*Estudio de Transposición de Líneas del SING*” [16] , , y son de importancia para el desarrollo del algoritmo. Lo anterior, debido a que la estructura de las ecuaciones y modelo representativo de la línea considera las características físicas y eléctricas descritos en este capítulo. Además, los datos eléctricos de la línea, servirán como datos comparativos para evaluar el desempeño del algoritmo.

### 3.1 Características Físicas de la Línea 1x345kV Andes-Salta

La línea de transmisión Andes-Salta, propiedad de la empresa AES Gener S.A., atraviesa la cordillera de los Andes a más de 5.000 metros de altura sobre el nivel del mar, en donde la geometría de las torres de transmisión a lo largo de la línea es como se observa en la Figura 3-1. Además, según la Tabla 3-1, la longitud de la línea es de 408[km] con 2 transposiciones completas (3 segmentos por cada transposición). Por otro lado, posee dos conductores por fase separados por 40[cm], este conductor del tipo *Aluminum Conductors Steel Reinforced* (ACSR por sus siglas en inglés) está formado de aluminio con acero que le otorga características de alta resistencia mecánica, bajo peso y buena conductividad eléctrica equivalente al 61% comparado con el cobre a 20°C [17]. Además, la línea tiene dos conductores de guarda del tipo Alumoweld, cable de aluminio revestido de acero que le permite buenas propiedades eléctricas y mecánicas, debido a su bajo peso y alta resistencia a la corrosión [17].

## Características Generales de la Línea 1x345kV Andes-Salta

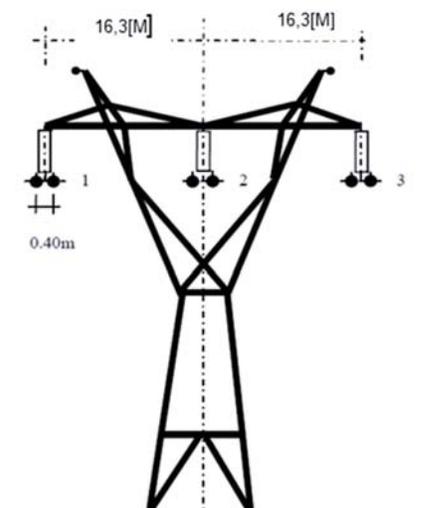


Figura 3-1 Geometría Representativa de la Torre de Transmisión de la Línea 1x345kV Andes-Salta

Tabla 3-1 Características Físicas de la Línea 1x345kV Andes- Salta [16]

Tramo	Secuencia	Longitud [km]	Estructura Tipo	Tipo de Conductor	Cable de Guarda	Resistividad del terreno [ohm-m]
Tramo 1	A-B-C	61,2	NSV	2XACSR CURLEW	Alumoweld 7x8 AWG	1200
Tramo 2	C-A-B	61,2	NSV	2XACSR CURLEW	Alumoweld 7x8 AWG	1200
Tramo 3	B-C-A	61,2	NSV	2XACSR CURLEW	Alumoweld 7x8 AWG	1200
Tramo 4	A-B-C	61,2	NSV	2XACSR CURLEW	Alumoweld 7x8 AWG	1200
Tramo 5	C-A-B	61,2	NSV	2XACSR CURLEW	Alumoweld 7x8 AWG	1200
Tramo 6	B-C-A	102	NSV	2XACSR CURLEW	Alumoweld 7x8 AWG	1200
<b>Total</b>		<b>408</b>				

Por otro lado, la línea posee una compensación serie en la Subestación Andes, como muestra la Figura 3-2 destinado a estabilizar la tensión en escenarios en donde exista una alta transferencia de potencia en la interconexión. Esta compensación tiene como característica general una conexión de doble estrella con neutro su montaje se realizará en estructuras soportadas sobre aisladores instalados directamente sobre el piso, con protección de desbalance por corriente, con una tensión de 345kV y frecuencia nominal de 50Hz, más detalles se pueden observar en la tabla Tabla 3-4. Cabe señalar además, que las mediciones de la PMU's ubicada en la subestación Andes, se encuentra antes de la compensación serie de la línea.

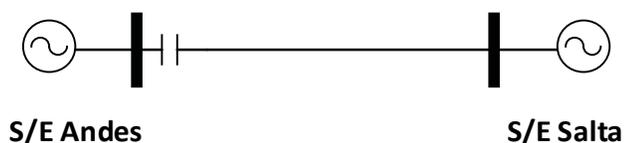


Figura 3-2 Diagrama unilineal simplificado de la Línea 1x345 kV Andes-Salta con compensación serie en la S/E Andes

### 3.2 Características Eléctricas de la Línea 1x345kV Andes-Salta

Las características eléctricas de la Línea se pueden observar en la Tabla 3-2, en donde aparece información acerca de las características eléctricas de la línea como resistencia, reactancia y susceptancia en secuencia positiva y cero, tanto de la información obtenida del Estudio de Transposición de Línea, como las estimaciones propias utilizando las ecuaciones descritas en el capítulo 2. Los porcentajes de desviación entre las estimaciones y el estudio son cercanos a las características eléctricas de la línea en secuencia positiva, en contraste con los valores de secuencia cero.

En cambio, las características acerca de las capacidades de la línea se muestran en la Tabla 3-3, donde destaca el límite de transmisión de 717,07[MVA] con una corriente de 1200 [A] limitada por un transformador de corriente (TC) [18]. Por último, en la Tabla 3-4 se observa las características eléctricas de la compensación serie de la línea ubicada en la S/E Andes, esta es del tipo manual de una etapa con una reactancia capacitiva de 48.325 [ $\Omega$ ].

Tabla 3-2 Características Eléctricas de la Línea 1x345kV Andes-Salta

Tensión nominal	345 [kV]		
Número de sub-conductores	2		
Frecuencia	50 [Hz]		
Cálculo	Valor Estimado	Referencia <sup>1</sup>	% de desviación
Resistencia [ $\Omega$ ]	0,029	0,03	-3%
Reactancia de secuencia positiva [ $\Omega$ ]	0,33	0,35	-6%
Susceptancia de secuencia positiva [mS]	3,448275862	3,361	3%
Reactancia capacitiva de secuencia positiva [ $\Omega$ ]	0,29	0,297530497	-3%
Resistencia de secuencia cero [ $\Omega$ ]	0,24	1,031	-77%

<sup>1</sup> Estudio de transposición de Línea [16]

### Características Generales de la Línea 1x345kV Andes-Salta

Reactancia de secuencia cero[Ω]	0,84	3,361	-75%
Susceptancia de secuencia cero [mS]	2,702702703	2,708	0%
Reactancia capacitiva de secuencia cero[Ω]	0,37	0,369276219	0%

Tabla 3-3 Capacidades Eléctricas de la Línea 1x345kV Andes-Salta [18]

Segmento	Capacidad Termica Conductor			Límitación por TTCC	Limitación por Protecciones	Limitación por otros equipos	Límite de Transmisión		
	Capacidad [A]	Temperatura Conductor [°C]	Temperatura Ambiente[°C]	[A]	[A]	[A]	[A]	[MVA]	Razón Limitación
Línea 345 kV Salta - Andes	1300	75	25	1200	N/A	N/A	1200	717,07	Limitado por TC

Tabla 3-4 Características Eléctrica de la Compensación Serie en la S/E Andes [18]

Características	
Tipo de Control	Manual
Tipo de Conexión	Serie
Tensión nominal	345[kV]
Tensión máxima	362[kV]
N° de etapas	1
R1 por etapa	N/A
X1 por etapa	48,325[Ohm]
Ro	N/A
Xo	N/A

### 3.3 Conclusiones generales del capítulo

En este capítulo que describe las principales características involucradas a la línea 1x345kV Andes-Salta para identificar el tipo de modelación asociada las particularidades de la línea. En este caso, la línea tiene una longitud aproximada de 408[km] es de circuito simple, por lo que el modelo por fase en base a cuadripolo asociado a línea larga se adapta a ella. Además, la información mostrada en la Tabla 3-2 permite un primer acercamiento a los resultados de impedancia y admitancia para este tipo de línea para compararlos con los datos obtenidos del algoritmo desarrollado.

# 4 Ecuaciones Para la Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión

En este capítulo se presenta el desarrollo de las técnicas de identificación de parámetros usando las mediciones fasoriales sincronizadas.

Inicialmente se muestra la técnica de identificación de parámetros de línea de transmisión utilizando las constantes generalizadas  $ABCD$  equivalente de la línea de transmisión larga. A continuación, se modifica el algoritmo, utilizando el modelo  $\pi$  nominal, considerando las características de la línea Andes-Salta considerando la compensación serie ubicada en la subestación Andes.

## 4.1 Obtención de parámetros utilizando las constantes generalizadas $ABCD$

Las constantes generalizadas  $ABCD$  vienen de la representación de una línea de transmisión en su forma de cuadripolo, también denominado redes pasivas o redes de dos puertas. Estos constituyen un circuito eléctrico con dos pares de terminales. En un dispositivo de dos terminales, es posible el aislamiento de un circuito entero, substituyéndolos por sus parámetros característicos. De esta forma, la parte aislada del circuito se vuelve una “caja negra” con un conjunto de propiedades distintas, permitiendo obtener una imagen específica simplificando su análisis. Por lo tanto, cualquier circuito lineal de cuatro terminales puede ser transformado en un dispositivo de dos terminales siempre y cuando no tenga una fuente independiente [15].

Por lo expuesto anteriormente, la línea de transmisión Andes-Salta con compensación serie, puede ser representada por su cuadripolo o red pasiva, con sus tensiones y corrientes indicadas en cada uno de sus terminales como se muestra en la figura siguiente:

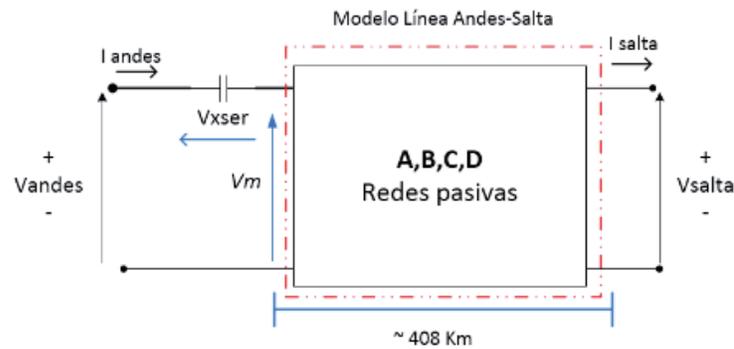


Figura 4-1 Modelo de línea en función de las constantes generalizadas

Teniendo en cuenta que la ubicación de la compensación serie de la línea de transmisión se encuentra justo después de las medidas de las PMU's ubicados en la subestación Andes, es posible representar la línea Andes-Salta como aparece en la Figura 4-1, en donde la longitud de la línea puede aproximarse a la longitud de la línea según el estudio dispuesto para ello [16]. Con lo anterior, se puede adaptar el modelo según estas características, en función de las constantes generalizadas ABCD, como se observa.

Con los datos obtenidos del compensador serie ubicado en la subestación Andes, es posible calcular la tensión de entrada  $\dot{V}_m$  del modelo de línea con los parámetros ABCD como:

$$\dot{V}_m = \dot{V}_{andes} - (\dot{X}_{ser} \cdot \dot{I}_{andes}) \tag{4-1}$$

Una vez obtenido el valor de la tensión de entrada  $V_m$ , es posible aplicar la técnica de identificación de parámetros eléctricos de la línea mediante las relaciones de tensión y corriente como

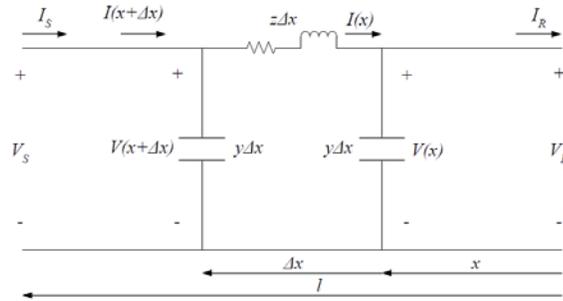
$$\begin{aligned} V_m &= A \cdot V_{salta} + B \cdot I_{salta} \\ I_{andes} &= C \cdot V_{salta} + D \cdot I_{salta} \end{aligned} \tag{4-2}$$

Donde ABCD son los parámetros que dependen de las constantes de las líneas de transmisión.

El modelo de línea larga hace uso de ecuaciones hiperbólicas y está establecido sobre tres hipótesis básicas, estas son:

- Considera el efecto de los parámetros distribuidos a lo largo de una línea de transmisión.
- Para una mayor precisión del modelo, la línea debe tener extensión superior a 200[km] [14].
- Son obtenidas expresiones para la determinación de los valores de tensión y corriente en cualquier punto de la línea.

En la siguiente figura se presenta la representación de una línea monofásica con parámetros distribuidos de longitud  $l$ .

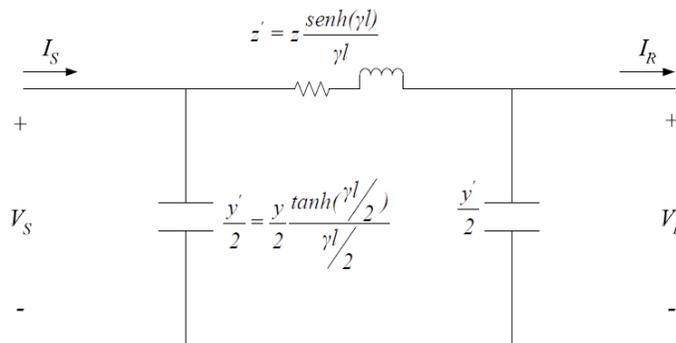


**Figura 4-2 Modelo de línea monofásica con parámetros distribuidos**

El método para la obtención de parámetros de línea en función de las constantes generalizadas se basa en las ecuaciones que gobiernan la línea de transmisión larga. Esto es [14]:

$$\begin{aligned}
 V_m &= \cosh(\gamma l) \cdot V_{salta} + Z_0 \cdot \sinh(\gamma l) \cdot I_{salta} \\
 I_{andes} &= \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_0} \cdot V_{salta} + \cosh(\gamma l) \cdot I_{salta}
 \end{aligned}
 \tag{4-3}$$

Además, el modelo de línea larga, puede ser representado considerando el modelo de línea  $\pi$  nominal, considerando las ecuaciones hiperbólicas descritas anteriormente y que están asociadas a lo largo de la línea.



**Figura 4-3 Modelo pi equivalente de línea**

Volviendo al análisis del cuadripolo, existen las siguientes relaciones derivadas de la operación con determinantes de una matriz que se muestran como:

$$\begin{aligned}
 A &= D \\
 AD - BC &= 1 \\
 A^2 - BC &= 1
 \end{aligned}
 \tag{4-4}$$

Que en un desarrollo matemático se tiene, considerando las ecuaciones (4-2) y (4-3), queda:

## Ecuaciones Para la Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión

$$A = \frac{I_{andes} \cdot V_m - I_{salta} V_{salta}}{I_{andes} V_{salta} - I_{salta} V_m} \quad (4-5)$$

Una vez encontrada la constante generalizada “A” en función de las tensiones y corriente de envío y recepción, es factible encontrar las otras constantes como:

$$B = \frac{V_m - A \cdot V_{salta}}{I_r} \quad (4-6)$$

$$C = \frac{I_{andes} - D I_{salta}}{V_{salta}}$$

Ya obtenidas todas las constantes generalizadas, es posible relacionarlas con la resistencia y admitancia de la línea considerando las ecuaciones de (3-2) y el modelo de línea pi como:

$$z_1 = \sqrt{\frac{B}{C}} \cdot \frac{\cosh^{-1}(A)}{l} \left[ \frac{\Omega}{Km} \right] = r_1 + j 2\pi f_0 L \quad (4-7)$$

$$y_1 = \frac{C}{B} \cdot z_1 \left[ \frac{\Omega}{Km} \right] \quad (4-8)$$

Las tensiones y corrientes medidos por la PMU en la Subestaciones Andes y Salta corresponden a los datos de entrada para la obtención de los parámetros ABCD como figura en las ecuaciones (4-5) y (4-6). Luego estas permiten obtener los parámetros de una línea de transmisión como muestran las ecuaciones (4-7) y (4-8). Esta etapa corresponde al proceso del algoritmo de identificación de parámetros eléctricos de una línea de transmisión en tiempo real que se explica en el capítulo 5.

### 4.2 Método de identificación de parámetros de una Línea de transmisión utilizando el modelo $\Pi$ nominal

Al igual que el punto anterior, se consideró la ubicación de la compensación serie según los datos entregador por la empresa, como se muestra en la siguiente figura simplificada considerando el modelo pi nominal.

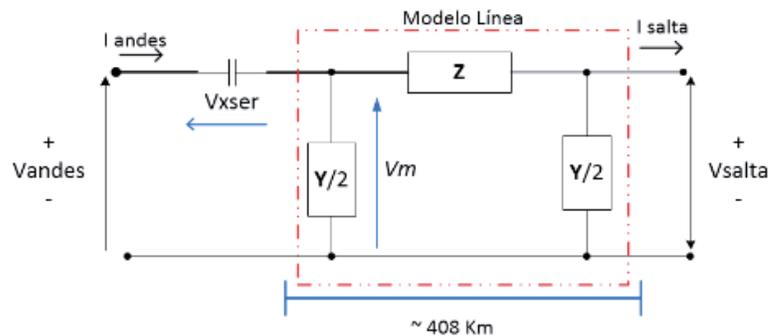


Figura 4-4 Modelo de línea considerando compensación serie

El método para la obtención de parámetros de línea en función de del modelo pi se basa en las ecuaciones que gobiernan la línea de transmisión larga [14]. Esto es:

$$\begin{aligned} V_{Andes} &= \cosh(\gamma l) \cdot V_{salta} + Z_0 \cdot \sinh(\gamma l) \cdot I_{salta} \\ I_{Andes} &= \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_0} \cdot V_{salta} + \cosh(\gamma l) \cdot I_{salta} \end{aligned} \quad (4-9)$$

Aplicando lazos de tensión y corriente, es posible agrupar las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} I_{Andes} &= \frac{U_m - U_{Sal}}{Z_{\pi}} + \frac{U_m \cdot Y_{\pi}}{2} \\ I_{Salta} &= \frac{-(U_m - U_{Sal})}{Z_{\pi}} + \frac{U_{Sal} \cdot Y_{\pi}}{2} \end{aligned} \quad (4-10)$$

Que agrupadas en una matriz, se puede separar las corrientes, tensiones y las incógnitas:

$$\begin{bmatrix} I_{Andes} \\ I_{Salta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_m - U_{Sal} & \frac{U_m}{2} \\ -(U_m - U_{Sal}) & \frac{U_{Sal}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{\pi}} \\ Y_{\pi} \end{bmatrix} \quad (4-11)$$

Los parámetros de interés  $Z_{\pi}$  e  $Y_{\pi}$ , corresponden a la impedancia y admitancia del modelo  $\pi$  expresados [ohm], sin considerar la influencia de la impedancia característica ni la constante de propagación presentes en una línea larga. Estos parámetros con la ecuación anterior se encuentran realizando un despeje de estas utilizando operaciones matriciales. Una vez encontrados, se procede al cálculo de la impedancia característica y de la constante de propagación de la línea, como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{\cosh^{-1}\left(\frac{Z_{\pi} \cdot Y_{\pi}}{2} + 1\right)}{L} \\ Z_c &= \frac{Z_{\pi}}{\sinh(\gamma \cdot L)} \end{aligned} \quad (4-12)$$

Una vez encontradas las constantes de impedancia característica y de propagación, se pueden relacionar la impedancia y admitancia de la línea como [15]:

$$z_1 = Z_c \cdot \gamma \left[ \frac{\Omega}{Km} \right] \quad (4-13)$$

$$y_1 = 2 \cdot \frac{\gamma}{L} \left[ \frac{\Omega}{Km} \right] \quad (4-14)$$

## Ecuaciones Para la Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión

Las ecuaciones (4-13) y (4-14) entregan una aproximación para determinar los parámetros eléctricos de una línea de transmisión por fase de la línea Andes-Salta, en secuencia positiva.

En síntesis esto se logra con los datos de tensión y corriente de los equipos PMU's ubicados en cada extremo de la línea. Primero, se obtienen los valores de  $Z_\pi$  y  $Y_\pi$  que sirven como base para obtener los resultados de impedancia característica  $Z_c$  y constante de propagación  $\gamma$ ; con estos últimos, se aplican las ecuaciones (4-13) y (4-14) para conseguir las características de impedancia y admitancia de la línea. Lo anterior, es ocupado en la aplicación de la identificación de parámetros de una línea en el proceso del algoritmo en tiempo real que se explica en el capítulo 5 de esta memoria.

### 4.3 Obtención de parámetros de una línea de transmisión mediante circuito equivalente $\pi$ para secuencias positiva, negativa y cero

Las técnicas de obtención de parámetros desarrolladas en los puntos anteriores son enfocadas principalmente para secuencia positiva. A pesar de lo anterior, se pueden realizar pequeñas modificaciones para la entrega de los valores eléctricos tanto para secuencia positiva, negativa y cero.

Para esto, se obtiene la impedancia serie de una línea de transmisión a partir de un modelo que representa la línea por un modelo equivalente  $\pi$  de secuencia positiva negativa y cero [19]. Este modelo se puede representar como muestra la figura siguiente:

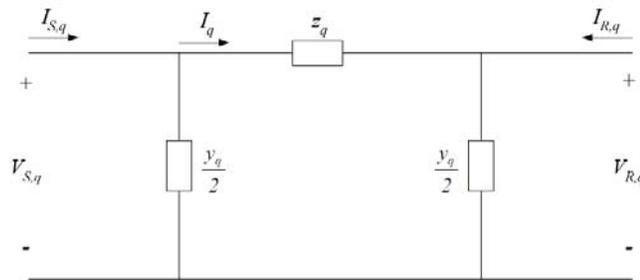


Figura 4-5 Modelo pi de secuencias para una línea de transmisión

Donde  $z_q$  representa la impedancia serie de secuencia  $q$  de la línea. La admitancia paralela en secuencia  $q$  está representada como  $y_q$ . La corriente de línea de secuencia  $q$  corresponde a  $I_q$ .  $V_{i,q}$  es la tensión compleja de secuencia  $q$  del terminal  $i$ . Por último,  $I_{i,q}$  representa la corriente compleja de secuencia  $q$  que sale del terminal  $i$  en dirección a la línea,  $\forall q \in \{0,1,2\}, \forall i \in \{S, R\}$

Para la obtención de los parámetros de este circuito, es necesario la obtención inicial de las características eléctricas de secuencia de tensión y corriente  $V_{i,q}$  e  $I_{i,q} \forall i, q$ . Estas características pueden ser calculadas como a partir de mediaciones de tensión y corrientes por fase de los terminales como [14]:

## **Ecuaciones Para la Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión**

---

$$\begin{bmatrix} V_{i,0} \\ V_{i,1} \\ V_{i,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{i,a} \\ V_{i,b} \\ V_{i,c} \end{bmatrix} \quad (4-15)$$

$$\begin{bmatrix} I_{i,0} \\ I_{i,1} \\ I_{i,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_{i,a} \\ I_{i,b} \\ I_{i,c} \end{bmatrix} \quad (4-16)$$

Donde  $a = 1 \angle 120^\circ$ .

Con esto, se puede aplicar las técnicas de obtención de parámetros descritos anteriormente para encontrar los parámetros de secuencia positiva, negativa o cero.

### **4.4 Conclusiones generales del capítulo**

Los métodos de obtención de parámetros eléctricos de una línea de transmisión mostrada en este capítulo son fundamentales para el desarrollo del algoritmo de identificación de parámetros de una línea de transmisión en tiempo real, puesto que estas participan en la etapa de aplicación para obtener los resultados, cada vez que se tienen los datos de tensión y corriente medidas por las PMU en ambos extremos de la línea. Antes de implementar cualquier metodología se evaluará en los siguientes capítulos, el comportamiento de los modelos de línea media y larga bajo diversos escenarios para discriminar el método que mejor se adapte para la identificación de parámetros de una LT en tiempo real.

# 5 Algoritmo de Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión en Tiempo Real

En este capítulo, se presentan los diferentes esquemas de programación en tiempo real propuestos para la obtención de parámetros eléctricos de una línea de transmisión.

Inicialmente, se muestra una base teórica enfocada en la exactitud y precisión de mediciones, definiendo estos y entregando un criterio para definir el valor verdadero de una medida. Luego, se muestran los diagramas de flujo planteados para la obtención de parámetros en tiempo real. Posteriormente, se describen cada uno de las etapas del proceso del algoritmo, teniendo especial énfasis en el criterio de decisión, en donde se describe su importancia y la forma de discriminar algunos resultados para su posible aplicación.

## 5.1 Exactitud y precisión en las Mediciones

### 5.1.1 Exactitud

Es la magnitud de la cercanía de los valores medidos al valor verdadero. Está relacionada con la apreciación de los instrumentos de medición y con los errores sistemáticos. Como se observa en la imagen, una alta exactitud es aquella donde el valor verdadero  $x_v$  es cercano a la media de las mediciones históricas  $\bar{x}$  en un histograma [20].

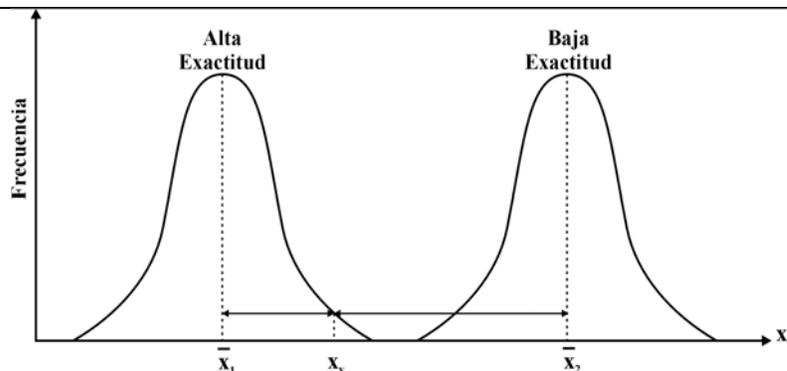


Figura 5-1 Representación de la exactitud según un conjunto de datos

### 5.1.2 Precisión

Se refiere a la cercanía de los valores medidos entre sí. Es independiente de los errores sistemáticos y está relacionada con los errores casuales. Una alta precisión de las medidas significa que las desviaciones con respecto al valor de tendencia central son menores lo que implica que el comportamiento en un histograma sea angosto, como lo representa la siguiente imagen:

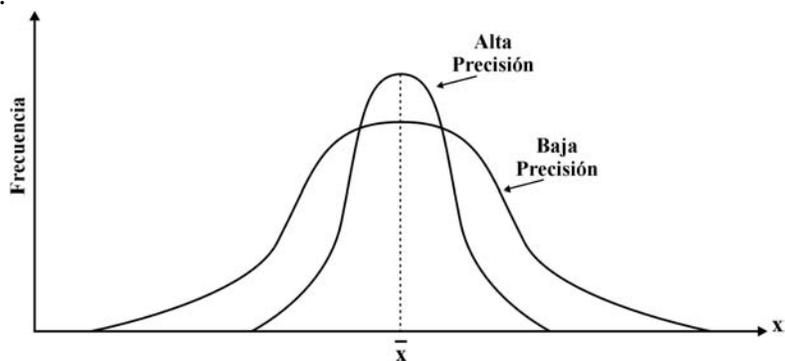


Figura 5-2 Representación de una alta y baja precisión

### 5.1.3 Cálculo de incertidumbre para medidas directas

Para minimizar los errores casuales, se debe repetir muchas veces la medida de la magnitud en cuestión. De aquí que los cálculos a plantearse se encuentren dentro de un proceso estadístico. Al no poder conocer el valor verdadero de una magnitud "A", con un 100% de certeza, se debe considerar el valor ya conocido, junto con el valor más probable de este, el cual será una medida de posición o de tendencia central (moda, mediana, o media aritmética), ya que indica hacia dónde los datos tienden a agruparse. Lo anterior, dentro de un análisis estadístico, es decir, con muchas medidas o valores de "A". Las mediciones deben tender a agruparse alrededor del valor que se aproxima o es igual a  $x_v$  (valor verdadero de la magnitud A).

Para una relación simétrica, las tres medidas de tendencia central coinciden, pero si la relación es asimétrica, la diferencia es sustancial. En donde no existirá una campana de Gauss definida como se esperaba según la imagen anterior.

## Algoritmo de Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión en Tiempo Real

Para una distribución gaussiana como se muestra en la Figura 5-3 Distribución Gaussiana centrada, la ecuación que la representa es:

$$f(x) = \frac{1}{\mu\sqrt{2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\bar{x}}{\mu}\right)^2} = \frac{h}{\sqrt{\pi}} e^{-h^2(x-\bar{x})^2} \quad (5-1)$$

Donde

$$h = \frac{1}{\mu\sqrt{2}} \quad (5-2)$$

Mientras mayor sea  $h$ , los valores medidos serán más próximos entre sí, garantizando que la medida de tendencia central esté más cerca del valor verdadero; esto debido a que, del universo de medidas, las de tendencia central son las que arrojan resultados más cercanos al valor verdadero o iguales a él.

De una muestra de los valores de "A", las medias aritméticas ( $\bar{x}$ ) de las muestras se agrupan con mayor densidad alrededor de la media del universo; es decir, la media aritmética está más próxima al valor verdadero. De aquí que, mientras más medidas se realicen,  $\bar{x}$  y  $x_v$  estarán más próximos.

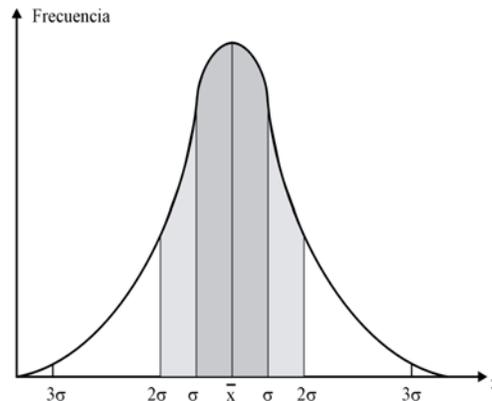


Figura 5-3 Distribución Gaussiana centrada

La justificación para considerar a  $\bar{x}$  como el valor más cercano o igual al valor verdadero  $x_v$  se debe al siguiente planteamiento: Si una cantidad  $x_v$  (valor verdadero) es medida  $n$  veces y denotada como  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ , se puede, entonces, escribir  $x_i = x_v + E_i$ , donde  $E_i$  es el error de observación de la medida  $x_i$ .

El valor medio, promedio o media aritmética  $\bar{x}$  de las  $n$  mediciones se define como:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} \quad (5-3)$$

Por lo tanto, si se considera el error  $E_i$ , la ecuación desarrollada queda:

## Algoritmo de Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión en Tiempo Real

$$\bar{x} = \frac{(x_v + E_1) + (x_v + E_2) + (x_v + E_3) + \dots + (x_v + E_n)}{n} \quad (5-4)$$

$$\bar{x} = x_v + \frac{E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_n}{n}$$

Siendo E el error en  $\bar{x}$  la desviación estándar o el promedio de los valores absolutos de las desviaciones de cada medida respecto a  $\bar{x}$ .

Como algunos errores pueden ser positivos y otros negativos, el valor medio de los errores  $\left(\frac{E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_n}{n}\right)$  debe ser muy pequeño; para cualquier caso, siempre será menor que el valor absoluto mayor de los errores ( $E_m$ ):

$$\left| \frac{E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_n}{n} \right| \leq |E_m| \quad (5-5)$$

Por lo que al considerar la ecuación (5-4) y (5-5) se tiene:

$$|\bar{x} - x_v| = |E_m| \quad (5-6)$$

Lo que demuestra que valor medio  $\bar{x}$  estará cerca del valor verdadero  $x_v$  y, por lo tanto, se puede considerar como el mejor valor de la cantidad medida.

Ahora bien, para realizar una estimación en base a lo mencionado anteriormente y establecer un rango confiable de las mediciones, se estudia la dispersión de las medidas alrededor del valor medio o más probable  $\bar{x}$  y no del verdadero valor  $x_v$ , para cada uno de los parámetros eléctricos considerando además, su exactitud y precisión. Para ello, se establece un rango según los datos históricos entregados que se ubica dentro del rango definido como:

$$\text{rango de decisión: } [\bar{x} - 3\sigma, \bar{x} + 3\sigma] \quad (5-7)$$

El hecho de usar  $3\sigma$  en el procedimiento anterior se debe a que  $\mu$  es una medida del ancho de la curva normal y, por tanto, de la incertidumbre que se tiene al efectuar la medida. Se ha comprobado [20] que cuando se tiene un conjunto muy grande de medidas, el 68,3% de las medidas estarán comprendidas entre  $\bar{x} - \sigma$  y  $\bar{x} + \sigma$ ; el 95,45% entre  $\bar{x} - 2\sigma$  y  $\bar{x} + 2\sigma$ ; alcanzándose el 99,73% entre  $\bar{x} - 3\sigma$  y  $\bar{x} + 3\sigma$ .

El parámetro  $\sigma$  conocido como desviación estándar, se considera como  $3\sigma$  como la incertidumbre en la medida de la magnitud estudiada. A este criterio establecido, se le conoce como el *criterio de las tres sigmas* y determina el intervalo de confiabilidad, el cual indica la probabilidad de que el valor de una magnitud medida se encuentre dentro de los límites del intervalo de incertidumbre.

## 5.2 Diagrama de bloques de programación en tiempo real

Esta sección describe los diferentes diagramas de flujo propuestos para la obtención de parámetros de una línea de transmisión aplicadas en tiempo real, considerando los datos medidos por la PMU's ubicados en la subestación Andes y Salta.

### 5.2.1 Programación en tiempo real: Programación directa

A continuación, se muestra el diagrama de bloques en donde se describe la programación en tiempo real en forma directa, en sus siguientes etapas:

1. Etapa inicial

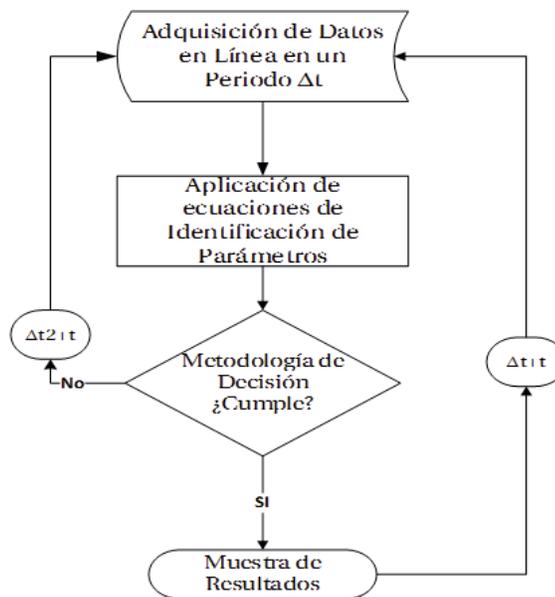


Figura 5-4 Diagrama de programación directa

Como se puede observar en la Figura 5-4, inicialmente se obtienen los datos de medición de tensión y corriente realizadas por las PMU's ubicados en los extremos de la línea Andes-Salta en un instante de tiempo.

2. Aplicación de los métodos de identificación de parámetros de una LT's

Una vez obtenidos los datos de tensión y corriente, se aplica los diferentes métodos de obtención de parámetros de una LT's descritos en el capítulo 3.

3. Criterio de decisión: Programación directa

Etapa basada en los registros históricos y estadísticas se discriminan datos que están fuera de rango predeterminado. Este razonamiento se basa en lo mostrado en la ecuación (5-7), determina el parámetro de decisión mostrado en el esquema de trabajo del algoritmo en tiempo real; se entiende como una etapa crítica antes de mostrar los datos, en se comparan tanto las medidas de los datos históricos que dan como criterio lo expuesto en la ecuación (5-7), para cada uno de los parámetros eléctrico en cada una de las fases de la línea.

Una imagen representativa de la etapa de decisión se puede observar a continuación.

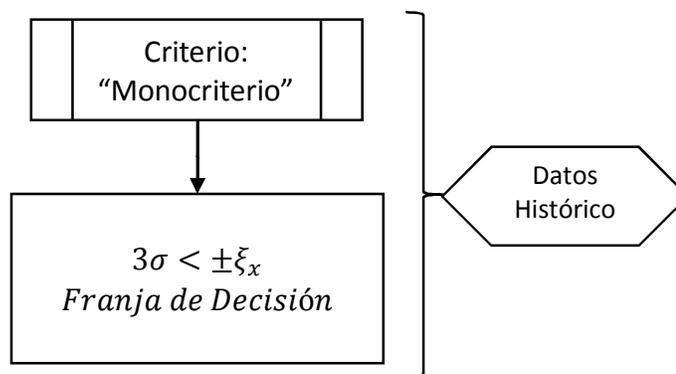


Figura 5-5 Criterio: "Monocriterio de decisión "

Este criterio se enfoca en las desviaciones estándar de las diferentes mediciones, en torno a su promedio  $\xi$ , tanto en régimen normal, y bajo perturbaciones. Cabe destacar que mientras más datos se obtengan mayor es la confiabilidad del criterio, debido a que se puede construir de mejor manera el histograma que muestre los valores de tendencia central.

4. Muestra de resultados

Etapa final del algoritmo, en donde se muestran los resultados obtenidos en tiempo real, para iniciar el proceso nuevamente, teniendo en cuenta que estos datos deben almacenarse en alguna base de datos, si se quieren reproducir los resultados posteriormente.

**5.2.2 Programación en tiempo real: Algoritmo mediante una ventana de datos**

A continuación, se muestra el diagrama de bloques en donde se describe la programación en tiempo real mediante una ventana de datos. A continuación, se muestra el diagrama de bloques en donde se describe la programación en tiempo real, en sus siguientes etapas:

## Algoritmo de Identificación de Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión en Tiempo Real

### 1. Etapa inicial

Como se puede observar en la Figura 5-5, inicialmente se obtienen los datos de medición de tensión y corriente realizadas por las PMU's ubicados en los extremos de la línea Andes-Salta en un periodo de tiempo definido

### 2. Separación de las variables de entrada

Luego, se realiza una división de los datos obtenidos de entrada de tensión y corriente en un conjunto de 3 set de datos más pequeños.

### 3. Aplicación de las ecuaciones de identificación de parámetros de línea

Etapa en donde se aplican las diferentes ecuaciones para obtener los parámetros eléctricos de una línea en cada conjunto de datos.

### 4. Cálculo de promedio y desviación estándar

Posteriormente, se realiza el cálculo del promedio y desviación estándar para cada una de las variables eléctricas obtenidas en cada uno de los conjuntos de datos en un periodo de tiempo.

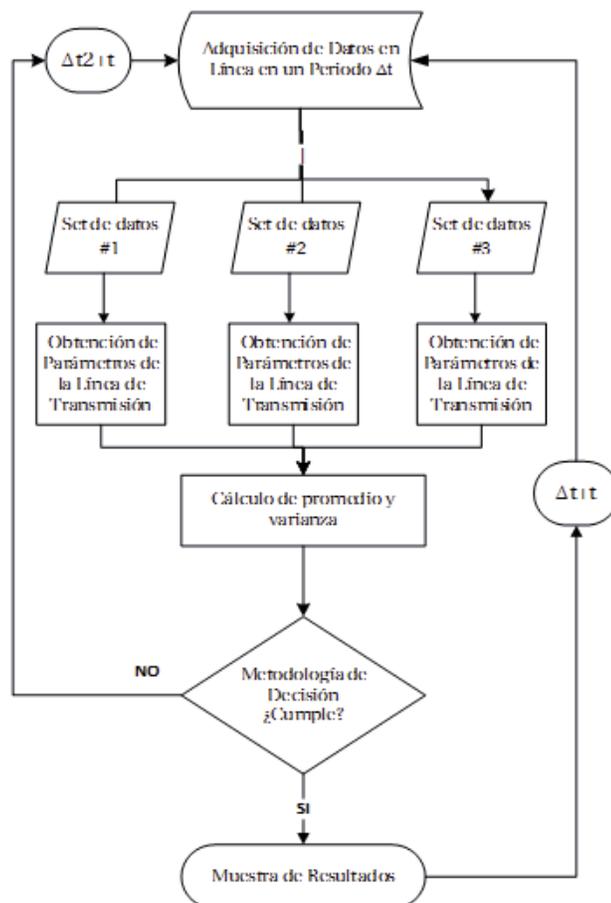


Figura 5-6 Programación en tiempo real, mediante una ventana de datos

5. Criterio de decisión: Programación mediante una ventana de datos

A diferencia del criterio planteado anteriormente, esta se basa en varios cálculos de parámetros de la línea de transmisión; una vez obtenidos, se realiza el cálculo de los promedios y varianza para establecer un “*multicriterio de decisión*” que varía en cada set de datos adquiridos en la ventana de datos configurada en un tiempo determinado. Considerando lo anterior, se propone una metodología diferente para el criterio de decisión basada en la desviación estándar y las desviaciones y media de cada uno de los set de datos, considerando el criterio de las tres sigmas, mencionado anteriormente, esto se representa en la siguiente imagen.

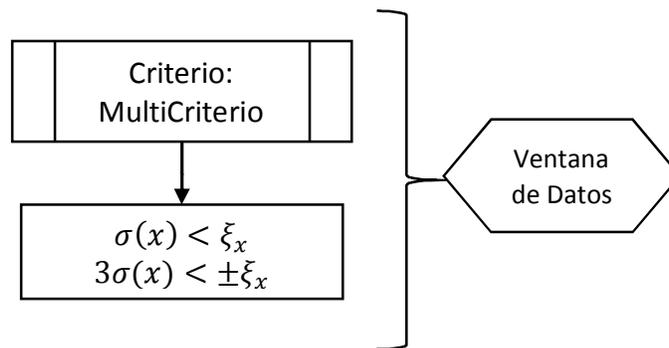


Figura 5-7 Multicriterio de decisión

6. Muestra de resultados

Al igual que el algoritmo anterior, esta representa la etapa final, en donde se muestran los resultados obtenidos en tiempo real, para iniciar el proceso nuevamente, teniendo en cuenta que estos datos deben almacenarse en alguna base de datos, si se quieren reproducir los resultados posteriormente.

### 5.3 Conclusiones generales del capítulo

En este capítulo se propone una estructura de aplicación del algoritmo en tiempo real que permita adaptarse a los requerimientos de las mediciones de las PMU y el funcionamiento de la plataforma WAM. Asimismo, el algoritmo directo no presenta iteraciones que pudiera afectar en la muestra de resultados en una única estampa de tiempo que esté en línea con las mediciones de las PMU's.

Las definiciones de precisión y exactitud mencionadas, sirven para establecer un parámetro que evalúe la calidad de las mediciones, si estas se realizan con registros históricos. También, permiten definir un criterio para discriminar datos que se alejen del valor de tendencia central, denominado *criterios de las tres sigmas* que permitan filtrar datos asociados a ruido en las mediciones.

# 6 Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING

Inicialmente, este capítulo se enfoca en mostrar los resultados de los diferentes algoritmos de identificación de parámetros considerando las ecuaciones tomando en cuenta las constantes generalizadas  $ABCD$ , como el modelo pi nominal. Estos algoritmos se evalúan bajo diferentes escenarios con datos reales que fueron medidos en las PMU's ubicadas en la línea Andes-Salta, comparando los resultados con los datos del estudio de transposición de líneas del SING [16].

En segunda instancia, se muestran la aplicación de los histogramas en los resultados obtenidos en operación normal, para determinar y evaluar una franja de decisión que permita estimar el valor cercano al valor real de los parámetros de línea obtenidos, para aplicar un criterio de decisión que permita filtrar algunos datos indeseados para cada resultado.

En última instancia, se muestra la implementación del algoritmo en la plataforma WAM del SING mostrando los bloques programados y pruebas realizadas con la aplicación encriptada disponible en ella. Estas pruebas, sirven para contrastar los resultados y verificar el funcionamiento del algoritmo desarrollado en esta memoria con una aplicación existente bajo el escenario de operación normal. Finalmente, se realiza la implementación de un despliegue gráfico con el apoyo del Departamento de Integridad del Sistema (DIS) del CDEC-SING, que muestra las principales variables eléctricas de la línea de interconexión entre Chile y Argentina incluido el algoritmo de identificación de parámetros desarrollado en esta memoria de tesis.

## 6.1 Simulaciones con la herramienta Matlab® Simulink®

Para la realización de las simulaciones y obtener los resultados del algoritmo de identificación de parámetros de línea, se utilizó el diagrama de flujo que muestra la Figura 6-1. En donde los registros históricos de tensión y corriente en ambos extremos de la línea Andes-Salta, sirven como

datos de entrada para realizar las simulaciones en el entorno Simulink® bajo diferentes escenarios que se describen en la sección siguiente.

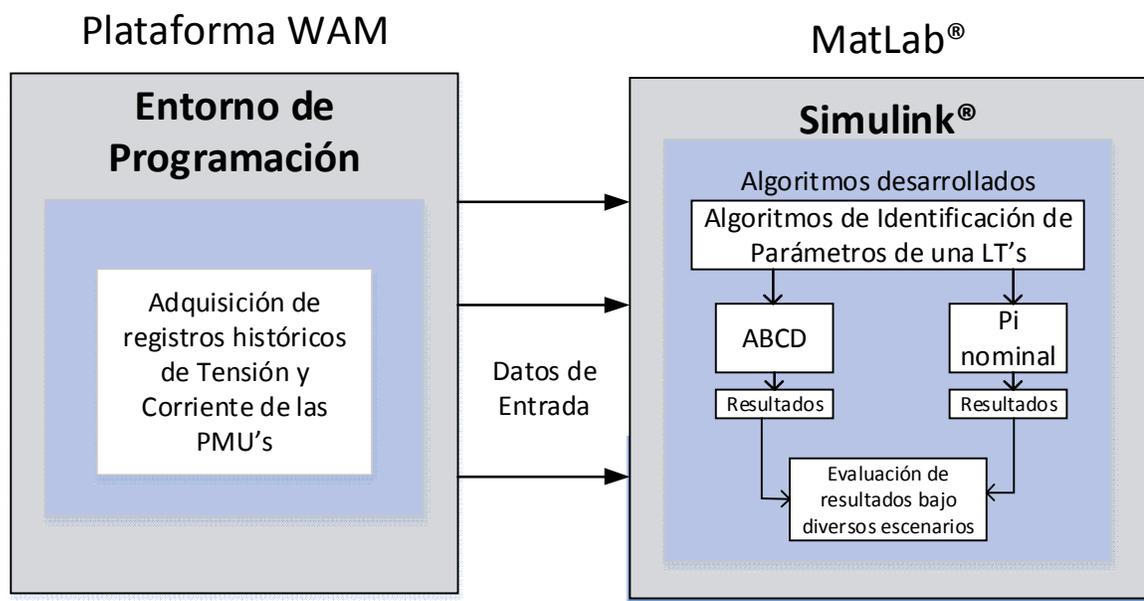


Figura 6-1 Diagrama de flujo de la metodología de pruebas con datos históricos

### 6.1.1 Escenarios

Los escenarios que se explican en esta sección, son los que se consideraron para la aplicación del algoritmo de identificación de parámetros, en donde la interconexión entre Chile y Argentina estaba operativa, estos son:

- Operación estable del sistema
- Desprendimiento de Carga en la S/E Codelco
- CTA-1

#### Operación estable del sistema

Los datos de este escenario obtenidos por las mediciones de las PMU's de las S/E Andes y Salta corresponden al día 6 de junio del año 2016, desde las 14:00:00 hasta las 15:00:00 horas. Estos datos se obtuvieron en formato CSV y corresponden a un total de 180.000 datos para cada una de las variables asociadas, como magnitud de tensión y corriente además del ángulo de la tensión y corriente respectivamente. En la Figura, se puede observar que este escenario no tiene grandes perturbaciones en el sistema, la magnitud de la corriente en ambos extremos de la línea es similar, y además tanto la magnitud de la tensión y la frecuencia son estables.

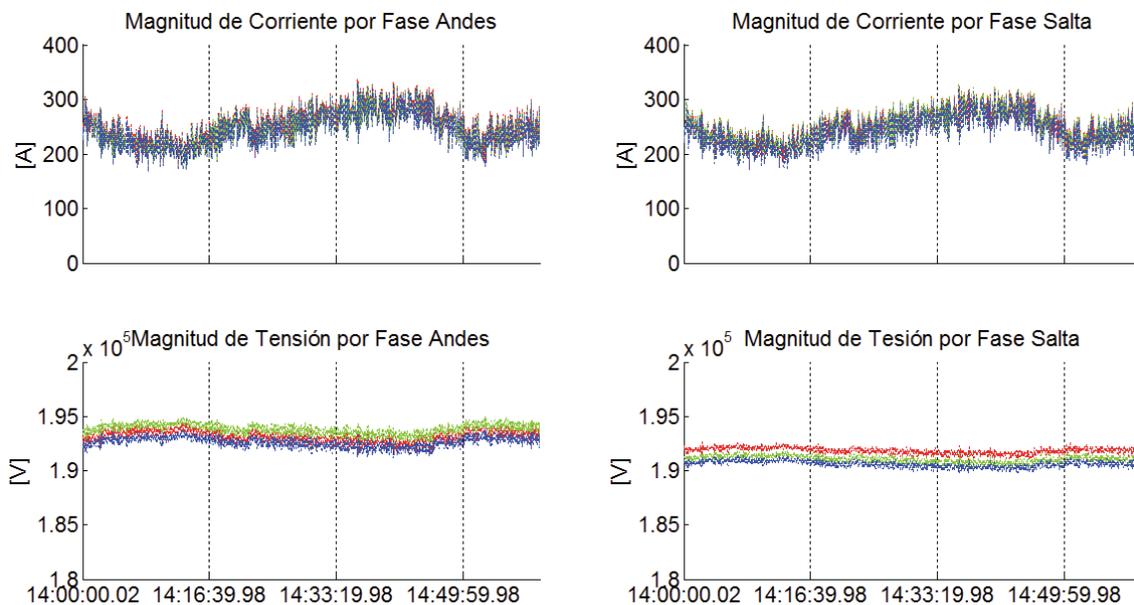


Figura 6-2 Variables Eléctricas Escenario de Operación Normal S/E Andes y Salta

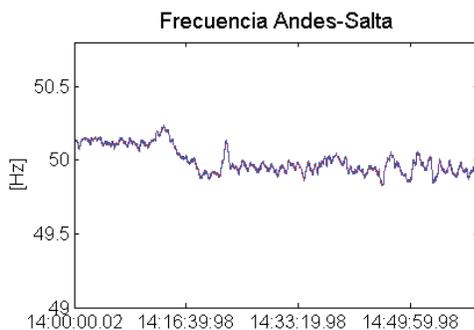


Figura 6-3 Frecuencia en las Subestaciones Andes y Salta. Escenario en Operación normal

### **Desprendimiento de carga en la S/E Codelco**

En este escenario hubo una desconexión de carga de alrededor de 150[MW] en la subestación Codelco, a causa de problemas en área húmeda, según la empresa E-CI [21]. Lo anterior ocurrió el día 8 de junio del año 2016 a las 15:18:00 que afectó además en la desconexión de 9[MW] en el Tap Off Nueva victoria, que se presentó un disminución de tensión a causa de la desconexión, según detalla el informe resumen de falla N°4154 del CDEC-SING [21]. Además la interconexión entre el SING con el SADI estaba operativa presentando un aumento en la potencia transferida desde el SING hacia el SADI. Los datos medidos en las PMU's en las Subestaciones Andes y Salta en esta contingencia suman un total de 10.000 datos, las principales variables se muestran en las figuras siguientes, en donde destaca un aumento en la frecuencia debido a esta desconexión y las oscilaciones de la frecuencia del SING en torno a la del SADI debido a que esta última es un sistema eléctrico más grande que el SING.

Nro de Evento: 4154	
•	Fecha : 08-06-2016
•	Hora : 15:18
•	Tipo de Falla: <i>CLIENTE</i>
•	Equipo Fallado: <i>Cliente CODELCO CHILE</i>
•	SSCC Afectado: <i>EDAC</i>
•	Coordinado Equipo Fallado: <i>CODELCO CHILE</i>
•	Desconexión de Generación [MW]: <i>0</i>
•	Desconexión de Consumo [MW] : <i>150</i>
•	Frecuencia [Hz] : <i>50</i>
•	Causa: <i>Se investiga. (SQM Nva. Victoria pierde 9 MW)</i>
•	ENVIAR IFP?: <i>Si(1)</i>
•	ENVIAR IF?: <i>Si(2)</i>

Figura 6-4 Resumen evento SING

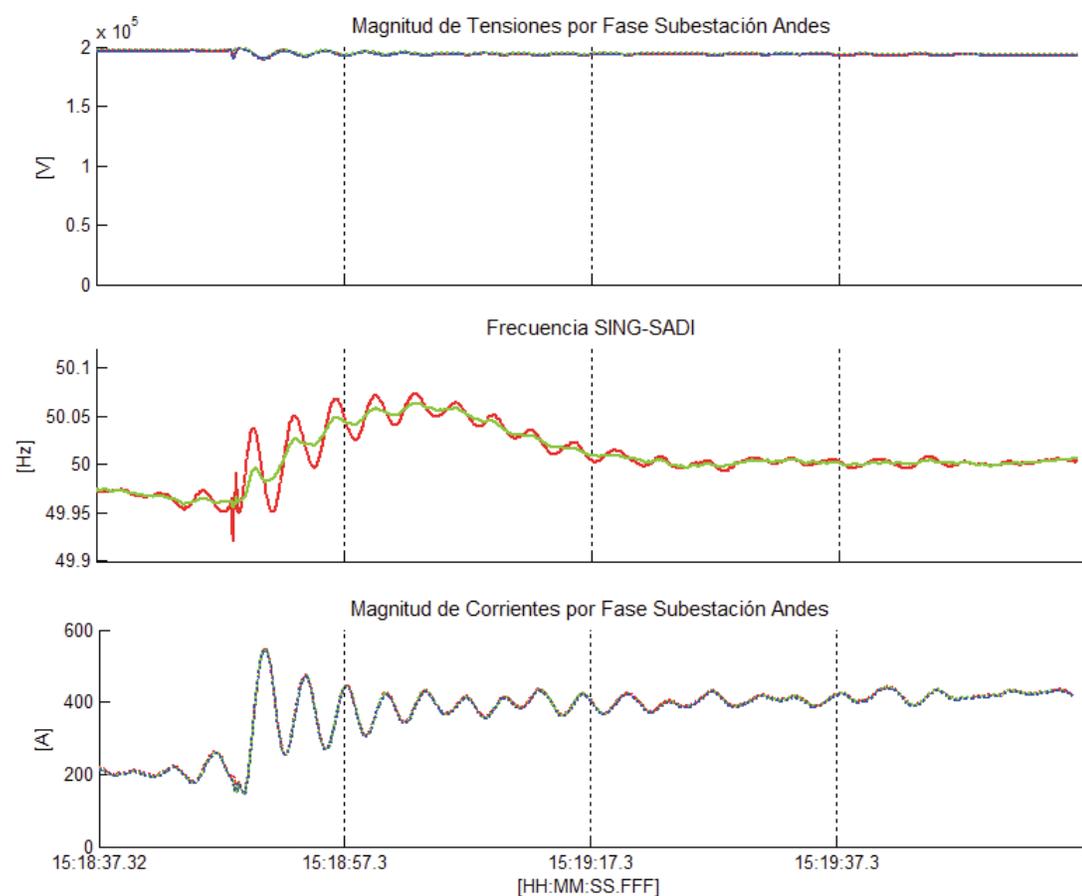


Figura 6-5 Variables Eléctricas en la S/E Andes en el Escenario de Falla en la S/E Codelco

### Salida de la Central Termoeléctrica Andina (CTA1)

Este escenario, se caracteriza por la salida de servicio la central termoeléctrica Andina (CTA) por la apertura del paño 52JG5 en la Subestación Chacaya según el informe de falla N° 4156 [22]. En este contexto se dejó de suministrar energía al sistema de alrededor 142[MW] el día 10 de junio del 2016 alrededor de las 14:53 horas, como muestra la Figura 6-6. En este escenario la interconexión entre Chile y Argentina estaba operativa y las mediciones de las PMU's en ambos extremos de la Línea Andes- Salta capturaron un total de 3800 datos para este fenómeno.

Nro de Evento: 4156
<ul style="list-style-type: none"><li>• Fecha : 10-06-2016</li><li>• Hora : 14:53</li><li>• Tipo de Falla: GENERACION</li><li>• Equipo Fallado: Componente CTA1</li><li>• SSCC Afectado: Control Primario de Frecuencia, Control Secundario de Frecuencia, Control de Tension</li><li>• Coordinado Equipo Fallado: ANDINA</li><li>• Desconexión de Generación [MW]: 142</li><li>• Desconexión de Consumo [MW] : 0</li><li>• Frecuencia [Hz] : 50</li><li>• Causa: Se investiga (La unidad baja de 159 a 17 MW, por apertura del 52JG5)</li><li>• ENVIAR IFP?: Si(1)</li><li>• ENVIAR IF?: No(2)</li></ul>

Figura 6-6 Resumen evento del SING

Como se observa en la figura siguiente, existe una variación de corriente que aumenta, en menos de dos segundos, desde 100[A] a 400[A] en la subestación Andes. Además, la frecuencia en el sistema disminuye porque existe menor energía cinética por parte de las generadoras a causa de la desconexión de la Central Termoeléctrica Andina. Asimismo, se muestra que la frecuencia del SING, en rojo en la figura, se adapta al sistema SADI por la misma razón que el escenario anterior.

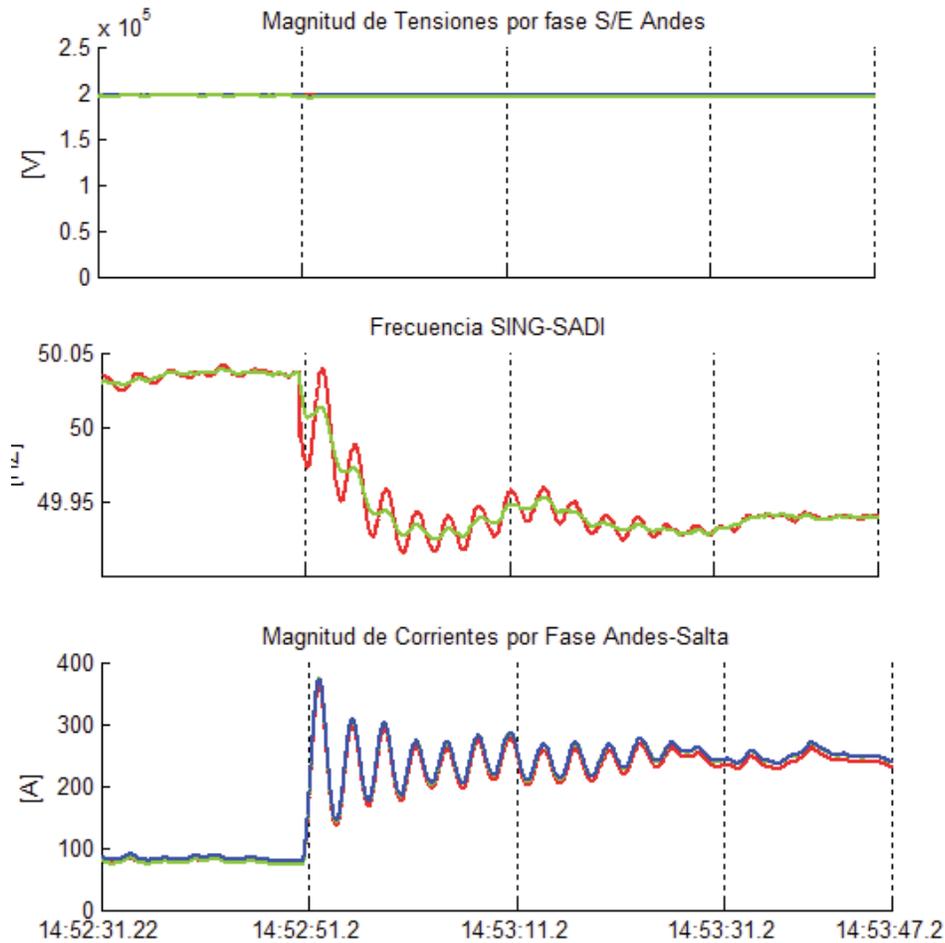


Figura 6-7 en Variables Eléctricas en la S/E Andes el Escenario de salida de la Central Termoeléctrica Andes

### 6.1.2 Análisis individual de los métodos de identificación de parámetros de la línea de transmisión Andes-Salta

El análisis individual de los métodos de identificación de parámetros de una línea de transmisión, se lleva a cabo en los diferentes escenarios de interconexión entre SING y el SADI. El análisis para el método considerando las constantes características ABCD solo se muestra en operación estable del sistema, debido a que los resultados muestran desviaciones considerables al utilizar esta metodología en tiempo real, como se observará posteriormente. En cambio, para el método que utiliza el modelo pi nominal, se analizará su comportamiento para todos los escenarios descritos, a fin de evaluar los resultados de este método ante diferentes contingencias para su posterior implementación.

### Método de las constantes generalizadas ABCD

Como se puede observar, el comportamiento del método de obtención de parámetros ABCD, con los datos reales en el escenario de operación normal, tiene un bajo desempeño en la estimación de todos los parámetros de la línea Andes-Salta. Si bien se puede ver que los valores oscilan dentro del rango esperado en función de los datos eléctricos de la línea como se describe en el capítulo 3, debido a su dispersión no es un método práctico para visualizar eventos en tiempo real para la implementación en la plataforma WAM del SING.

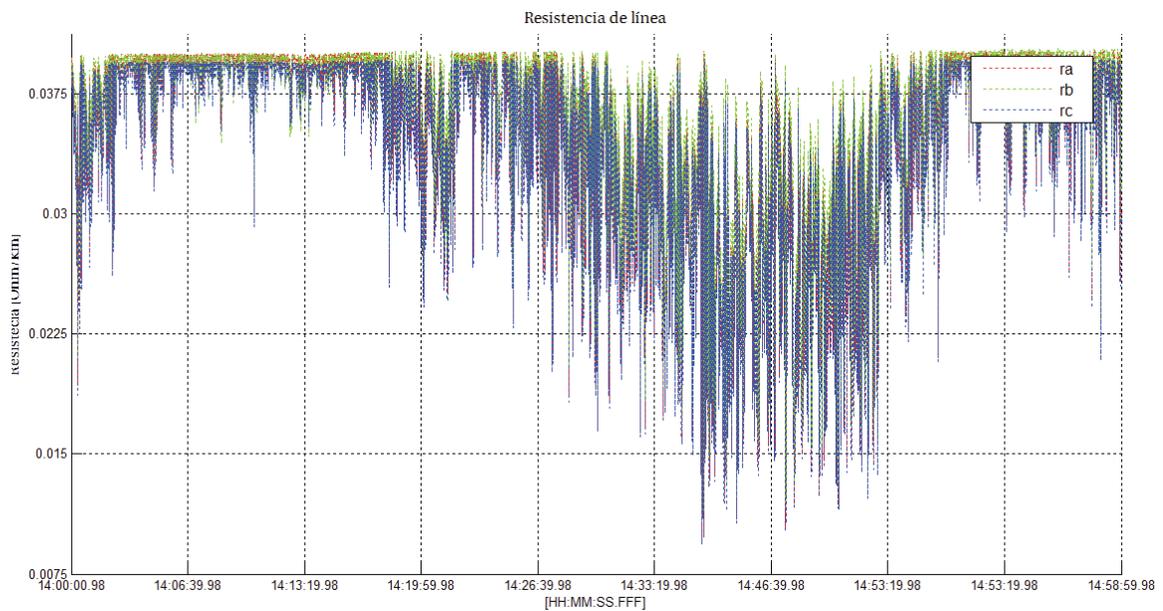


Figura 6-8 Resistencia de línea, método ABCD

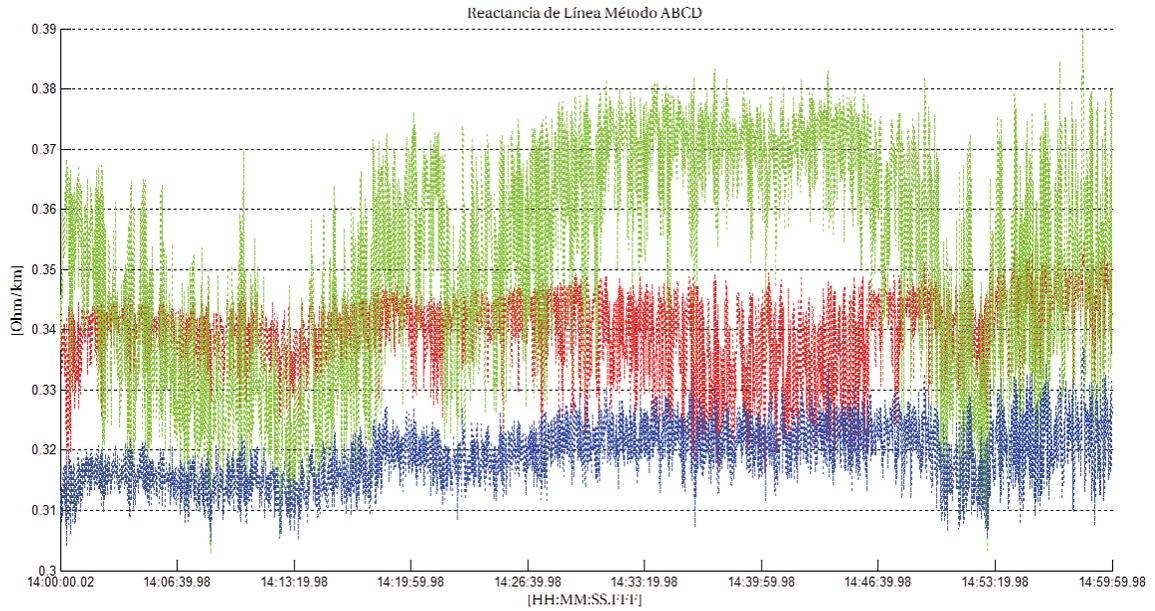


Figura 6-9 Reactancia de línea, método ABCD

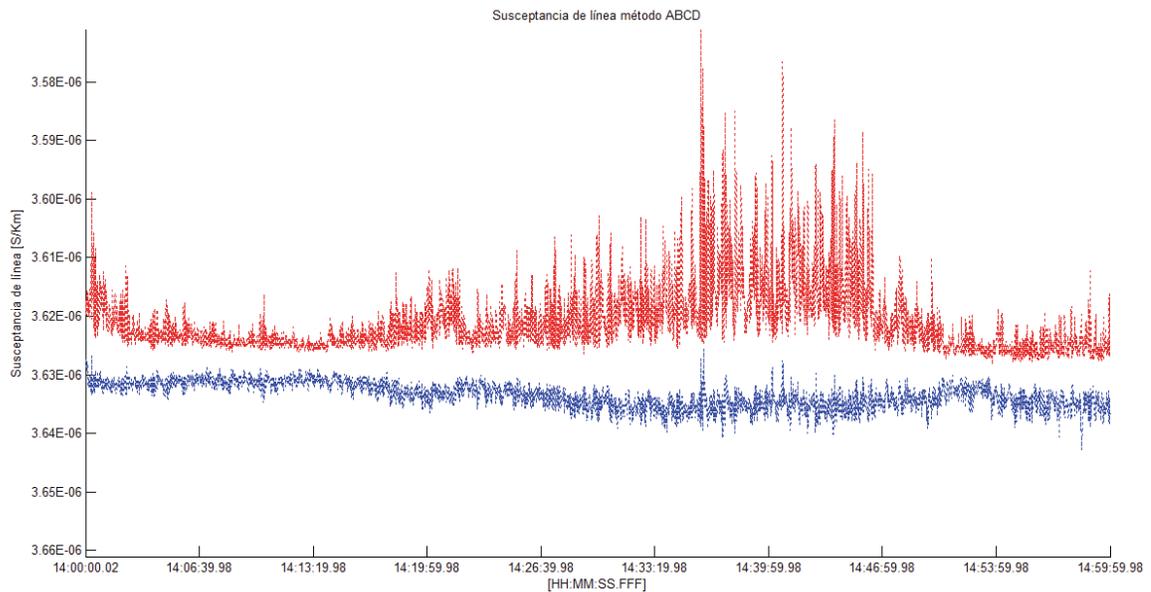


Figura 6-10 Susceptancia de línea, método ABCD

### Método considerando modelo pi nominal

A continuación se presentan los resultados del algoritmo de identificación de parámetros considerando el modelo pi nominal. En donde se realizaron simulaciones considerando los escenarios descritos anteriormente.

### **Operación estable del sistema**

Los resultados del algoritmo de identificación de parámetros de línea, se observan en las Figura 6-11, Figura 6-13 y Figura 6-15, en donde destaca que no existen desviaciones importantes en las variables obtenidas en términos de dispersión en cada una de las fases. Esto se puede comprobar en las Tabla 6-1, Tabla 6-2 y Tabla 6-3, en donde la desviación estándar para cada parámetro no es superior al 3% del valor central.

Ahora bien, al considerar los valores referenciales del estudio de transposición de líneas, que describe el capítulo 3, con los datos obtenidos se observa que la desviación promedio entre estos datos (considerando el valor de tendencia central de la totalidad de los datos obtenidos para cada parámetro), oscila entre el 9% y 35% para la resistencia, un 2% a 3% para la reactancia y un 6 a 9% para la susceptancia de la Línea Andes Salta para cada una las fases, como describen las Figura 6-12, Figura 6-14 y Figura 6-16 respectivamente. Lo anterior demuestra un buen comportamiento el algoritmo desarrollado en este escenario.

**Resistencia**

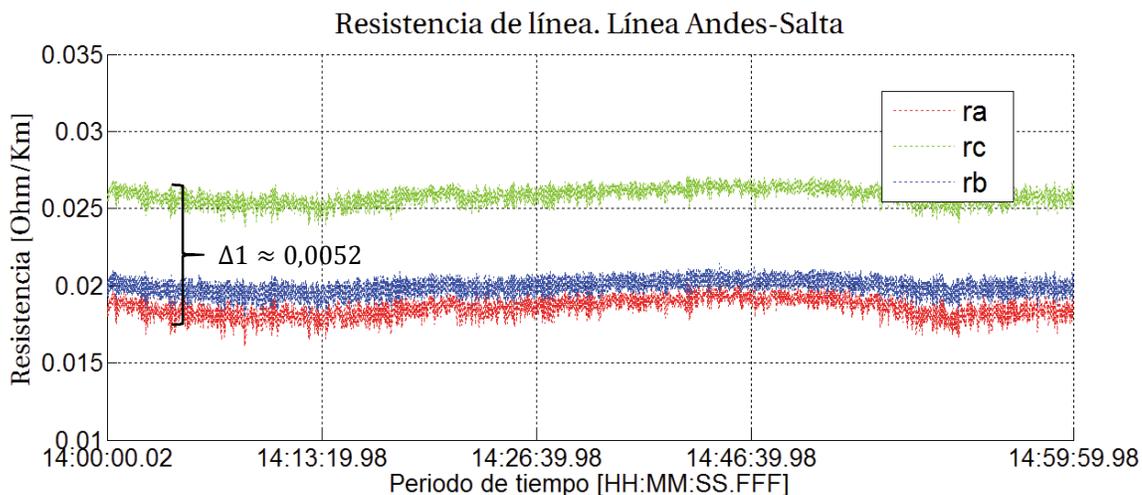


Figura 6-11 Resistencia de línea fases a,b y c [Ohm/km]. Línea Andes-Salta

El valor de  $\Delta 1$  representa las desviaciones entre los resultados en las tres fases para la resistencia, en términos de porcentaje considerando el valor total de la línea para el parámetros de resistencia es un 3%.

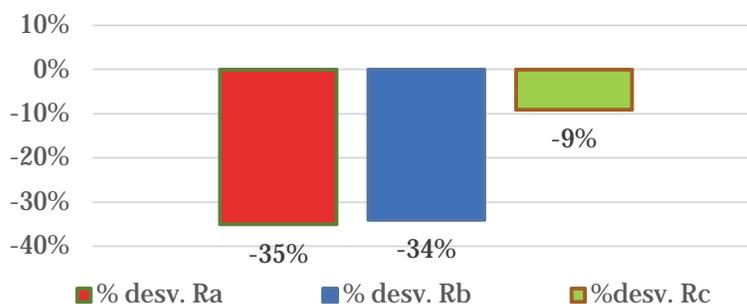


Figura 6-12 Porcentaje de desviación de los resultados de la resistencia aplicando el modelo pi con respecto a los datos referencial del Estudio de Transposición del Líneas [16]

Tabla 6-1 Datos estadísticos de resistencia en operación normal

Ponderaciones	ra[Ω/Km]	rb[Ω/Km]	rc[Ω/Km]
Promedio	0,0181	0,01857	0,02548
Desviación	0,001148	0,001003	0,0009546
Mediana	0,0181	0,01857	0,02548
Datos ETL[1]	0,028	0,028	0,028
% Desviación con datos del ETL [1]	<b>35%</b>	<b>34%</b>	<b>9%</b>

Reactancia

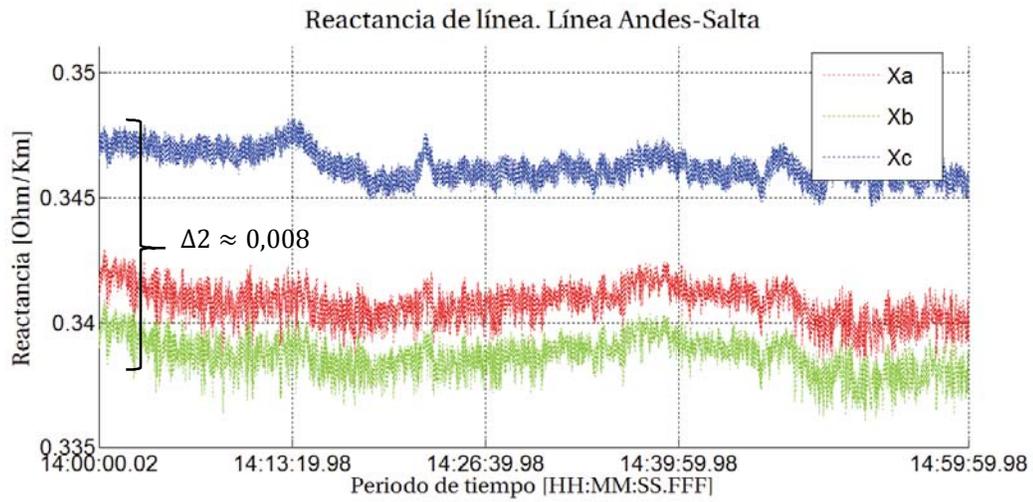


Figura 6-13 Reactancia de línea fases a, b y c [Ohm/km]. Línea Andes-Salta

El valor de  $\Delta 2$  de la figura anterior, representa las desviaciones entre los resultados en las tres fases para la reactancia, en términos de porcentaje considerando el valor total de la línea para el parámetros de reactancia es un 0,5%.

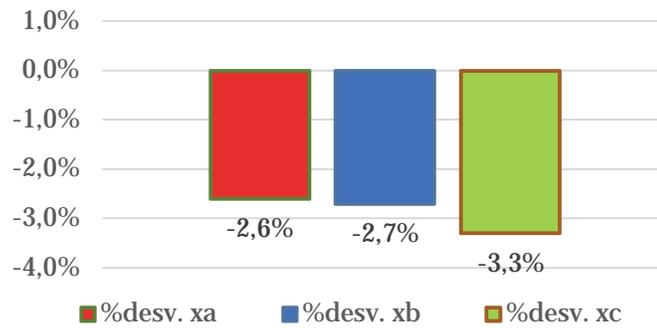


Figura 6-14 Porcentaje de desviación de los resultados de reactancia aplicando el modelo pi con respecto a los datos referencial del Estudio de Transposición del Líneas [1]

Tabla 6-2 Datos estadísticos de reactancia en operación normal

Ponderaciones	xa[Ω/Km]	xb[Ω/Km]	xc[Ω/Km]
Promedio	0,3406	0,3408	0,3385
Desviación	0,001329	0,001169	0,0009546
Mediana	0,3406	0,3408	0,3385
Datos EL[1]	0,35	0,35	0,35
%Desviación con datos del ETL[1]	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>	<b>3,3%</b>

**Susceptancia**

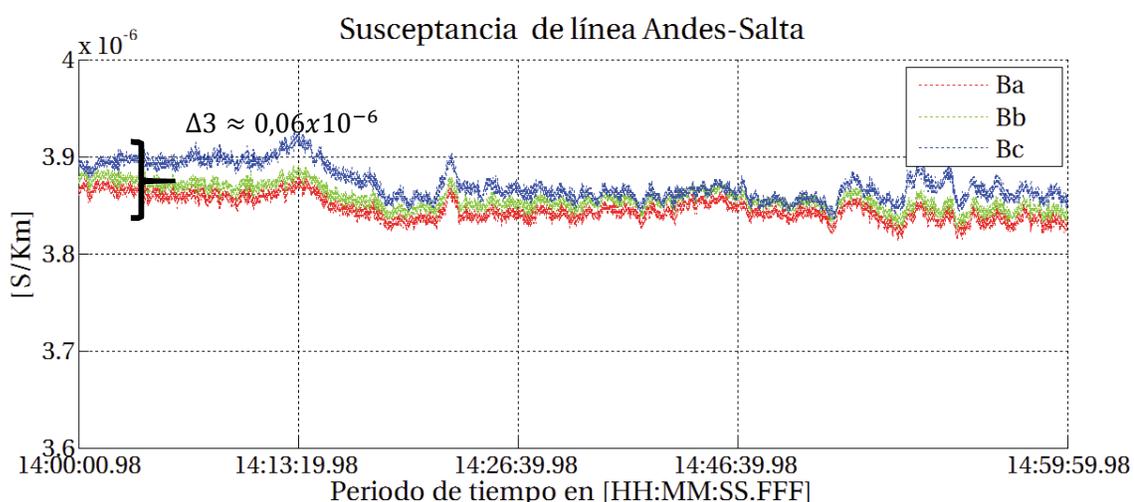


Figura 6-15 Susceptancia de línea fases a,b y c [Ohm/km]. Línea Andes-Salta

El valor de  $\Delta 3$  de la figura anterior, representa las desviaciones entre los resultados en las tres fases para la susceptancia, en términos de porcentaje considerando el valor total de la línea para el parámetros de reactancia es un 0,3%.

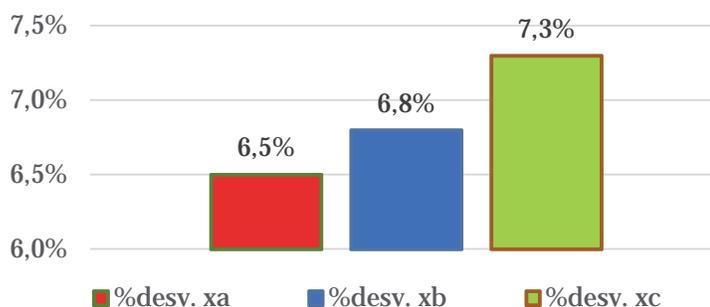


Figura 6-16 Porcentaje de desviación de los resultados de susceptancia aplicando el modelo pi con respecto a los datos referencial del Estudio de Transposición del Líneas [1]

Tabla 6-3 Datos estadísticos de susceptancia en operación normal

Ponderaciones	ya[Ω/Km]	yb[Ω/Km]	yc[Ω/Km]
Promedio	3,84E-06	3,86E-06	3,87E-06
Desviación	9,76E-09	1,06E-08	9,49E-09
Mediana	3,85E-06	3,86E-06	3,87E-06
Datos Ref. ETL[1]	3,61E-06	3,61E-06	3,61E-06
Desviación con los datos del ETL [1]	<b>-6,5%</b>	<b>-6,8%</b>	<b>-7,3%</b>

### **Desprendimiento de Carga en la Subestación Codelco**

A continuación, se presentan los resultados en la Figura 6-18, de los parámetros de resistencia reactancia y susceptancia en el escenario de desprendimiento de carga ocurrido en la S/E Codelco. Se observa que los parámetros varían en función de los cambios del sistema, más aún con el cambio de la corriente ocurrida medida por la PMU ubicada en la Subestación Andes. Como era de esperar, se observa una dependencia directa con la frecuencia de los parámetros de reactancia, susceptancia y resistencia. Siendo que este último, no se encuentre modelado de forma directa en el algoritmo desarrollado.

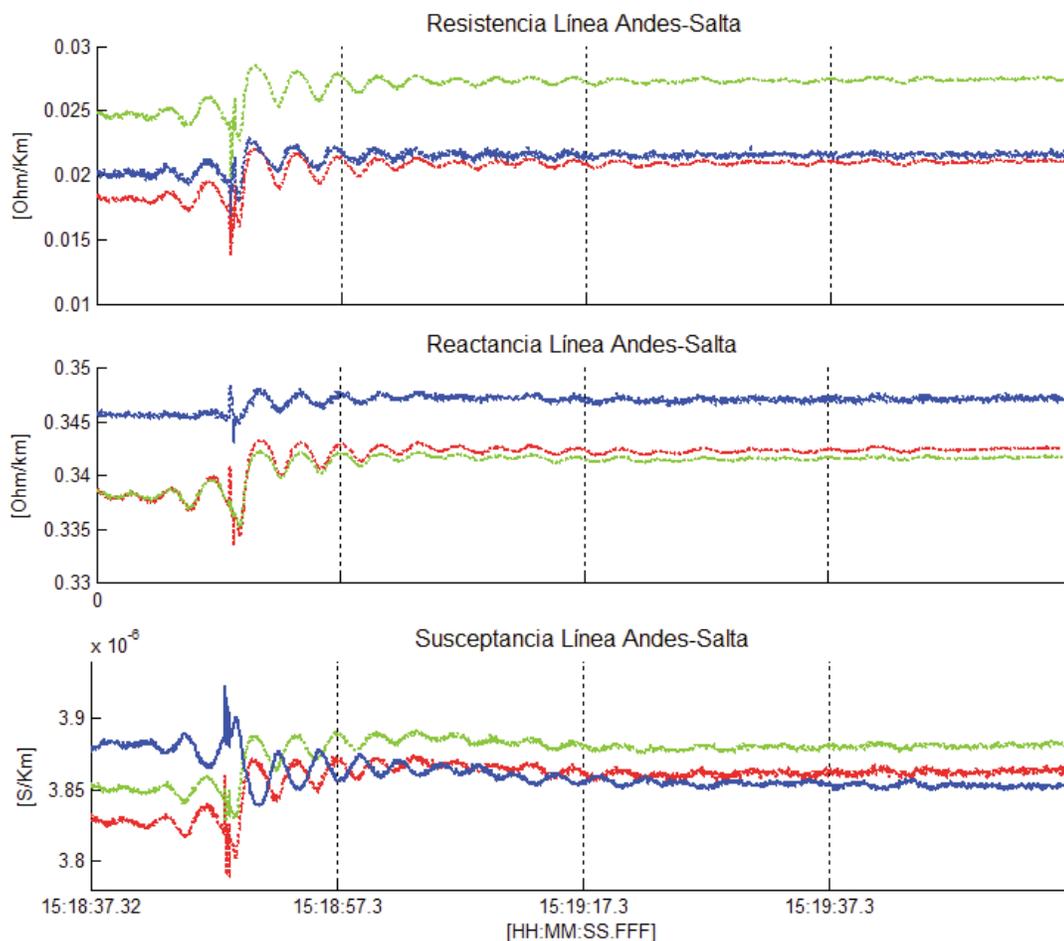


Figura 6-17 Resistencia, Reactancia y Susceptancia de línea fases a,b yc de la Línea Andes-Salta en escenario Falla en la S/E Codelco

### Desconexión de Generación Central Termoeléctrica Andina

En este último escenario de simulación con los registros de la plataforma WAM del SING, como se observa en la Figura 6-18, los parámetros varían al igual que los resultados anteriores. No obstante, se estima que existen pérdidas de datos cercanos al inicio del gráfico que muestra las variables de la línea Andes-Salta, que pueden atribuirse a problemas con los enlaces de comunicaciones de la plataforma WAM. Por otro lado, nuevamente se comprueba que los parámetros eléctricos de la línea cambian en función con el comportamiento del sistema

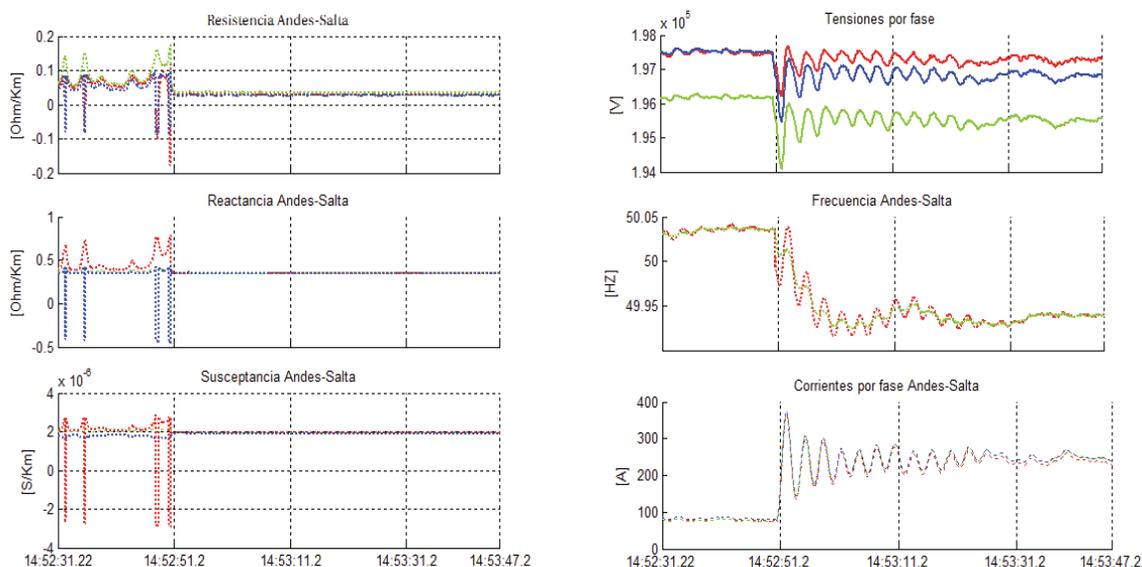


Figura 6-18 Resultados variables eléctricas de la línea Andes Salta y datos de tensión, frecuencia y corriente de la S/E Andes

### Influencia del Transformador de Corriente en los resultados

En relación con el impacto de la precisión de los transformadores de corriente, en la obtención de resultados, solo se tiene la certeza de que las mediciones están dentro de un rango considerable de confianza, dependiendo del tipo de transformador usado (que puede ser de medición o protección), al igual que cualquier lectura de alguna variable, la única forma de disminuir los errores de este dispositivo, es cambiarlo por un transformador de corriente de tipo óptico. Por otro lado, los impactos en los resultados obtenidos afectan principalmente al parámetro de la resistencia, esto se explica por la aplicación de las funciones trigonométricas de seno y coseno involucrados en los parámetros de impedancia y admitancia. A modo de ejemplo, si se considera la diferencia angular del parámetro de la impedancia que involucra la medición del ángulo de tensión y corriente, considerando una diferencia de ángulo cercano a 89°, como se muestra en la siguiente expresión:

$$Z = \frac{|V|}{|I|} \cdot \cos(\theta_v - \theta_i) + j \frac{|V|}{|I|} \cdot \text{sen}(\theta_v - \theta_i) \tag{6-1}$$

Como existe imprecisión, la desviación de las lecturas puede ser expresada como las siguientes ecuaciones, suponiendo que esta diferencia sea de 87°.

$$\Delta R(\%) = \frac{\cos(87) - \cos(89)}{\cos(88)} \cdot 100 = 49,9\% \tag{6-2}$$

$$\Delta X(\%) = \frac{\text{sen}(87) - \text{sen}(89)}{\text{sen}(88)} \cdot 100 = 0,04\%$$

Los resultados anteriores muestran que las reactancias presentan menores desviaciones al compararlos con las desviaciones de resistencia, que en la práctica se pudieron corroborar.

### 6.1.3 Resultados del criterio de decisión

Los resultados para definir el criterio de decisión, se basa en el análisis estadístico de las diferentes variables obtenidas de los métodos de estimación de parámetros de la línea de transmisión Andes-Salta, en operación normal. Con el objetivo de encontrar el valor real de la variable medida y establecer un criterio para determinar datos que no son incorrectos que pueden ser atribuidos por pérdidas de comunicación de la PMU's ubicadas en las S/E Andes y Salta o por pérdida de medición a causa de un desperfecto de los equipos de medición de tensión y corriente. A continuación, se presentan los histogramas correspondientes al escenario en operación normal utilizando el método del modelo pi nominal.

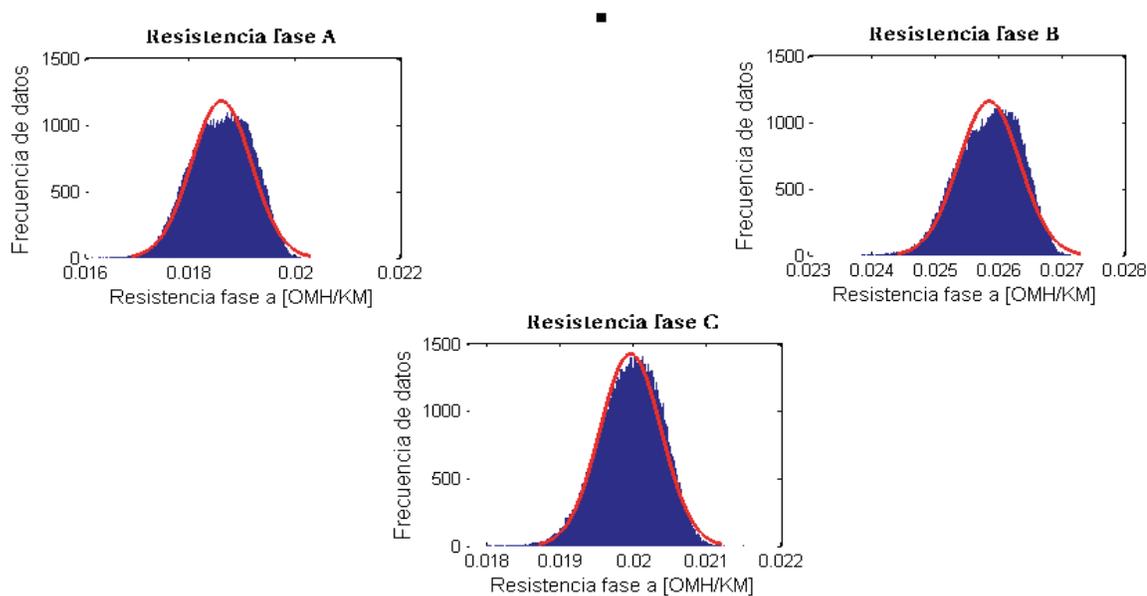


Figura 6-19 Histogramas de resistencias fases a,b y c. Línea Andes-Salta Operación normal

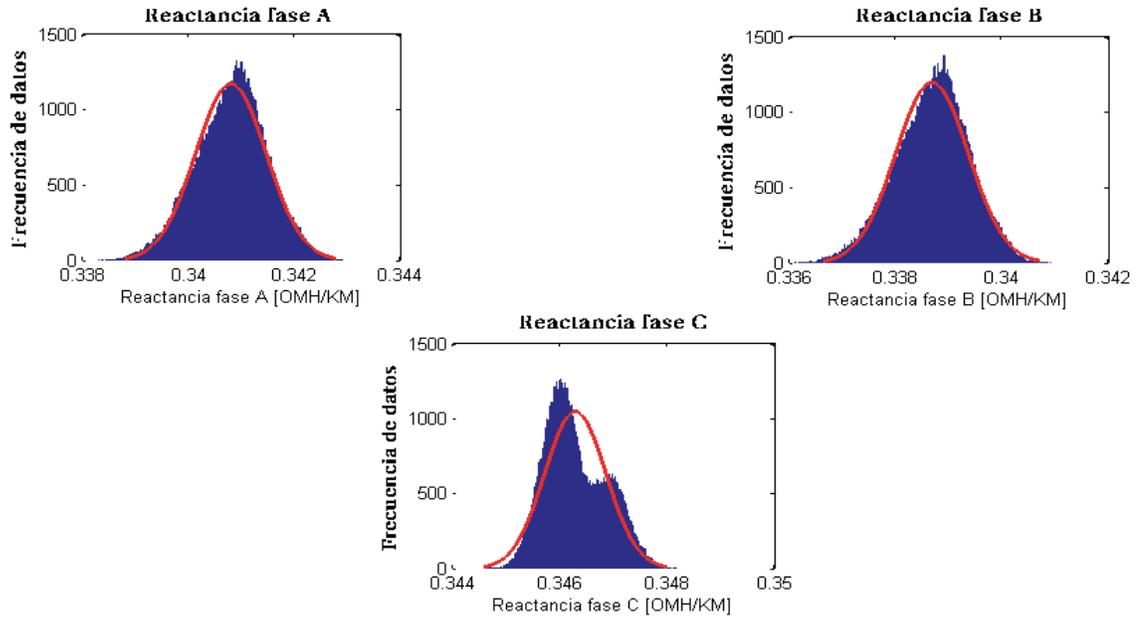


Figura 6-20 Histogramas de reactancias fases a,b y c. Línea Andes-Salta Operación normal

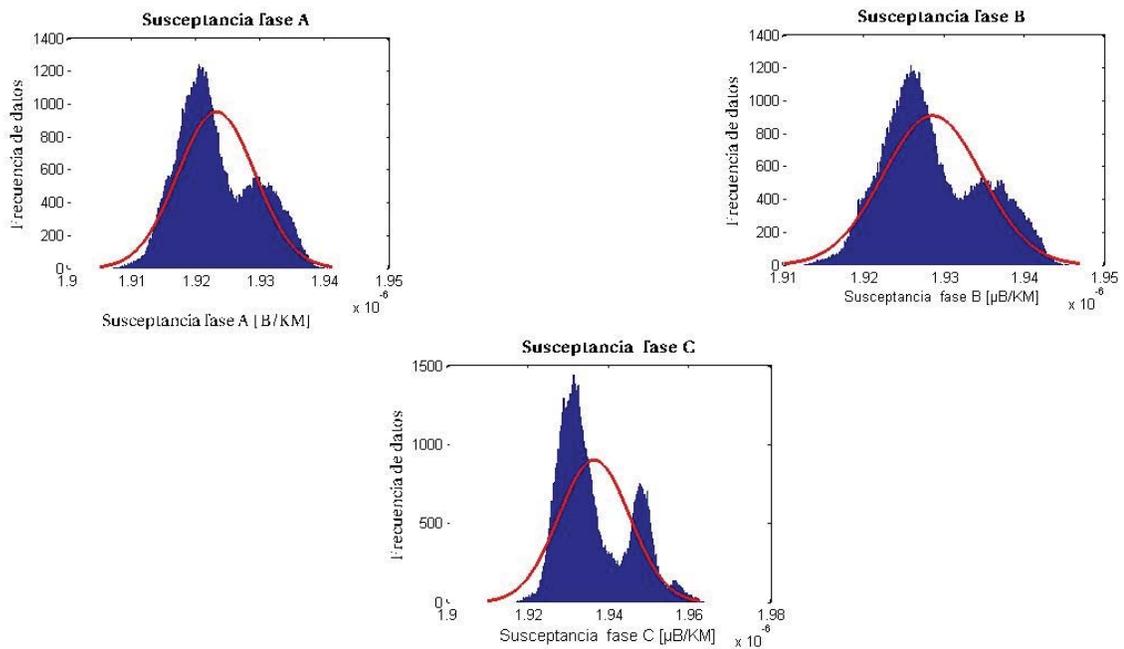


Figura 6-21 Histogramas de reactancias fases a,b y c. Línea Andes-Salta Operación normal

Como se observa en las figuras anteriores, los histogramas de resistencia, reactancia y susceptancia se asemejan a la campana de Gauss planteado en el capítulo 5, lo que indica que el valor más cercano al real se encuentra justo entre los valores de mediana y media para cada una de las fases. Aunque a simple vista, los valores de susceptancia no parezcan muy semejante a la campana de Gauss, los valores de desviación, media y mediana para cada una de las fases

## Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING

mostrada en la Tabla 6-3, demuestran que los datos son de tendencia central con una baja desviación, lo que sucede es que la visualización de este parámetro es demasiado estrecha lo que hace percibir que estos datos no se asemejan a una campana de Gauss en una primera impresión. En base a los histogramas se puede plantear una franja de decisión para la aplicación en la implementación del algoritmo de identificación de parámetros en la plataforma WAM del SING, como muestra la siguiente tabla. El valor referencial descrito en esta tabla, corresponde al valor más cercano al valor verdadero [20] al realizar mediciones de algún parámetro y el porcentaje de la franja de filtro está en función de la regla de las 3 sigmas asociados a la desviación estándar de cada parámetro de la línea

Tabla 6-4 Franja de decisión

Variables eléctricas	Valor Referencial	Franja de decisión
ra [Ω/Km]	0,0181	±13%
rb [Ω/Km]	0,0187	±12%
rc [Ω/Km]	0,02548	±10%
xa [Ω/Km]	0,3406	±3%
xb [Ω/Km]	0,3408	±3%
xc [Ω/Km]	0,3385	±4%
Ba [μS/Km]	3,846	±1,4%
Bb [μS/Km]	3,856	±1,6%
Bc [μS/Km]	3,871	±1,3%

## 6.2 Implementación en la Red WAM del CDEC-SING

La etapa de implementación del algoritmo dentro de la plataforma WAM del SING se desarrolló en el entorno de programación y la visualización disponible, utilizando para ellos los manuales de inducción de la empresa ELPROS®. Un ejemplo del área de trabajo para la programación del algoritmo desarrollado se muestra a continuación:

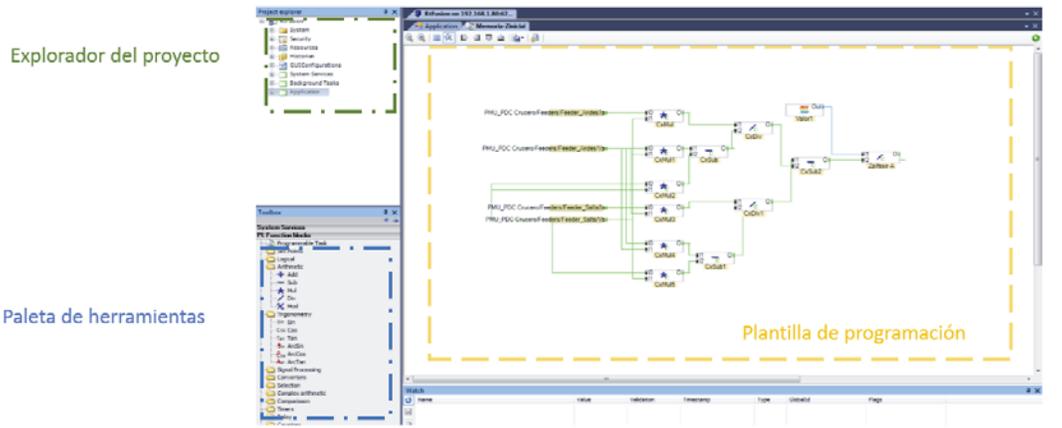


Figura 6-22 Entorno de programación de la Plataforma WAM del SING

Este entorno de programación es muy similar al entorno de programación de Simulink®, sin embargo el enfoque de la plataforma WAM no está en el modelamiento de sistemas, sino que al monitoreo de una red eléctrica, por lo que las herramientas disponibles para implementar cualquier aplicación se deberían considerar las de matemáticas básicas, como muestra el recuadro azul de la imagen superior.

### 6.2.1 Implementación del algoritmo de identificación de parámetros de una línea de transmisión

Para el desarrollo de la implementación, se siguieron los pasos que se muestran en la Figura 6-23. En el entorno de programación de la plataforma WAM se programa el algoritmo desarrollado en esta memoria, considerando como datos de entrada las variables de tensión y corriente por fase de las Subestaciones Andes y Salta. Luego, se configura la muestra de los resultados en tiempo real en el entorno de visualización de la plataforma WAM, en donde se configuran las variables de resistencia, reactancia y susceptancia de la línea Andes-Salta.

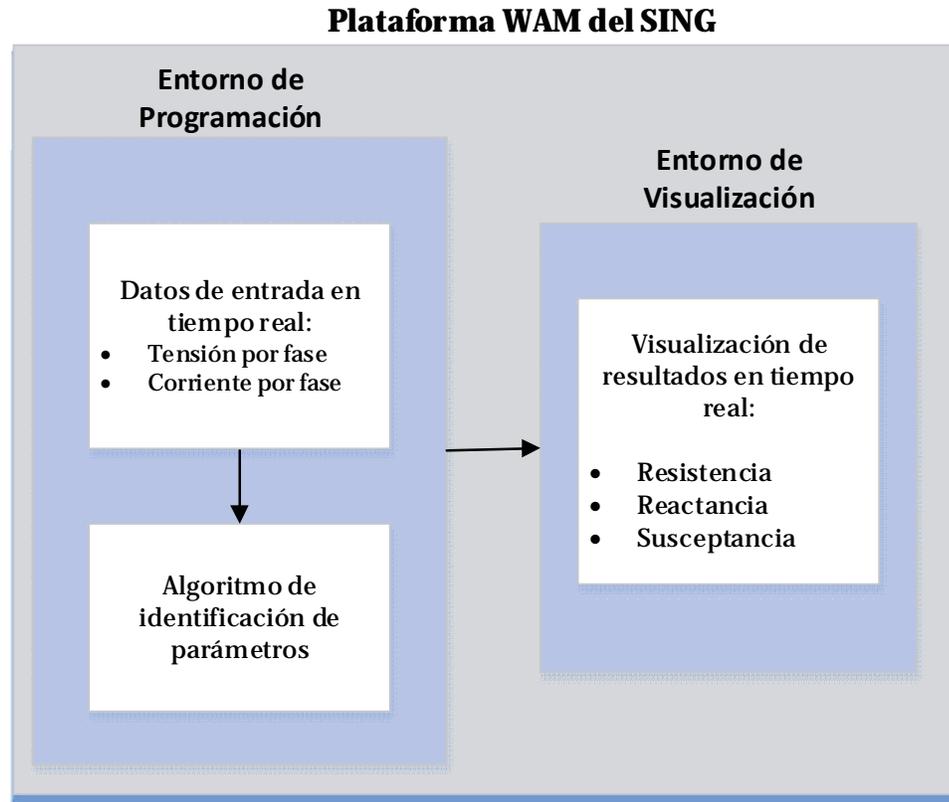


Figura 6-23 Diagrama de Flujo, implementación del algoritmo en tiempo real

Por último, debido a la disponibilidad de las herramientas matemáticas de la plataforma, se implementó el algoritmo considerando el modelo de línea media, con los cambios y consideraciones que se mencionan en el capítulo 4.

### Programación del algoritmo de identificación de parámetros

La programación para la obtención de parámetros de línea fue desarrollada según algoritmo directo con las ecuaciones considerando el modelo  $\pi$  nominal aplicado a línea media, utilizando los bloques disponibles en el entorno de programación. El desarrollo se muestra a continuación en donde se muestran los bloques implementados para la obtención de parámetros de línea, utilizando las ecuaciones referentes al modelo  $\pi$  de línea media, las cuales se muestran a continuación:

$$\begin{bmatrix} I_{Andes} \\ I_{Salta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_m - U_{Sal} & \frac{U_m}{2} \\ -(U_m - U_{Sal}) & \frac{U_{Sal}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \frac{1}{Z_n} \\ Y_n \end{bmatrix} \quad (6-3)$$

Por lo que al adaptando la solución de la matriz anterior en bloques en la plataforma queda como muestran las siguiente figuras.

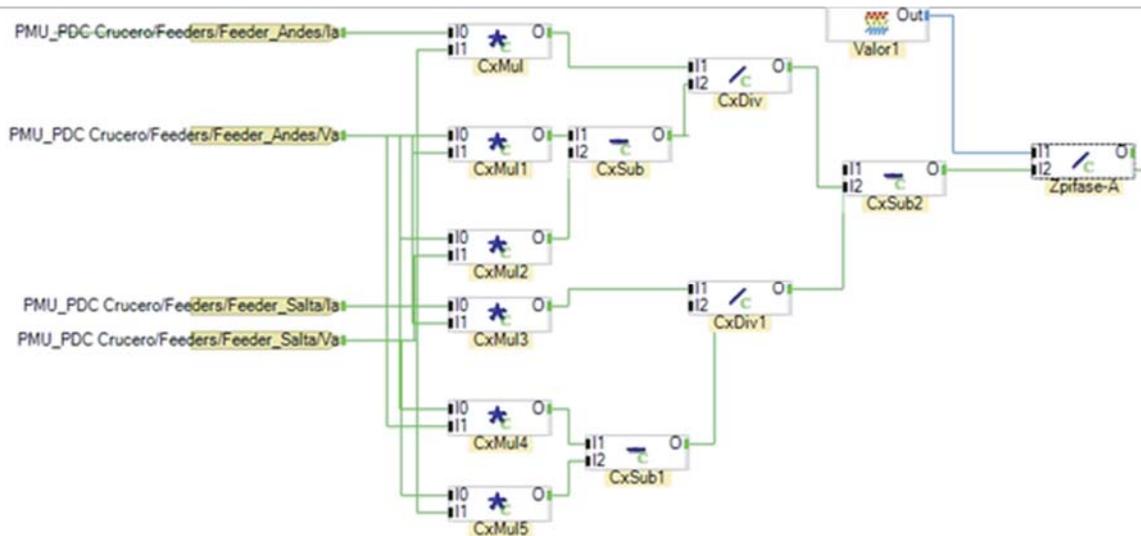


Figura 6-24 Implementación en el entorno de programación de la plataforma WAM para la identificación de los parámetros de impedancia  $Z_{\pi}$  de la línea Andes-Salta considerando el modelo de línea media

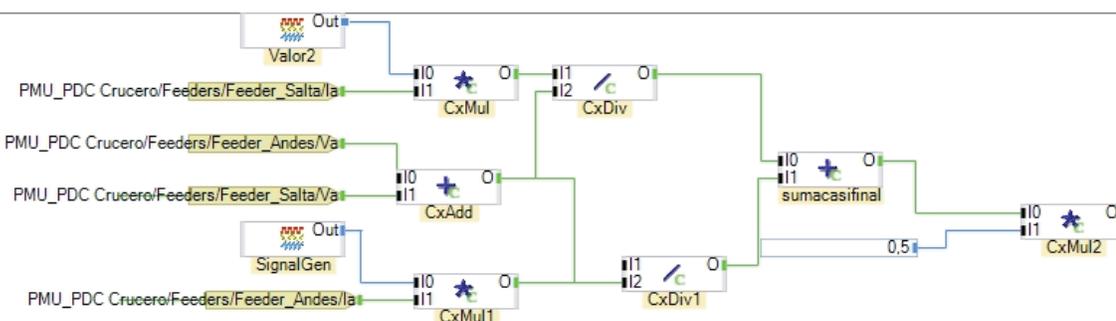


Figura 6-25 Implementación en el entorno de programación de la plataforma WAM para la identificación de los parámetros de admitancia  $Y_{\pi}$  de la línea Andes-Salta, considerando el modelo de línea media

Los datos de entrada corresponden a las banderas anaranjadas que representan los datos de entrada de las mediciones de las PMU's ubicadas en cada uno de los extremos de la línea Andes-Salta. Luego, se aplica las ecuaciones de identificación de parámetros de línea media, usando los bloques disponibles en el entorno de programación. Además, el último bloque final es el que entrega los resultados de los diferentes parámetros, en forma polar.

### 6.2.2 Validación mediante bloque “Line-Model” de Unifusion®

Las pruebas de validación se realizaron considerando el bloque disponible dentro de la plataforma. Cabe destacar desarrollada por el fabricante de la plataforma, la empresa ELPROS®, y que este es una aplicación cerrada y encriptada, en donde no se tiene acceso su funcionamiento,

## Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING

excepto a poder ingresar los parámetros de entrada y visualizar los resultados en la salida, tal como muestra la siguiente Figura.

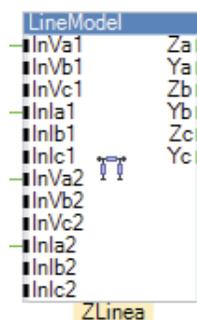


Figura 6-26 Bloque encriptado para estimar los parámetros de línea en la Plataforma WAM del SING

Tanto a la aplicación desarrollada implementada dentro de la plataforma mediante bloques descritos anteriormente como la aplicación existente, se realizaron pruebas con datos de entrada correspondiente a los de operación normal en forma de constantes. Los datos de entrada que se utilizaron para la evaluación de los resultados se pueden observar en la siguiente tabla, en donde se realizaron pruebas de evaluación de forma individual para observar los resultados de ambas aplicaciones.

Tensión Andes [V]		Tensión salta [V]		Corriente por fase Andes [A]		Corriente por Fase Salta [A]	
Amplitud	Fase°	Amplitud	Fase°	Amplitud	Fase	Amplitud	Fase
192808,155	-73,5190578	192081	-83,3544482	247,842232	120,27225	242,514919	-93,7780409
192827,545	-72,6903766	192088,768	-82,5191631	247,665172	121,0770295	242,405443	-92,9644738
192842,386	-71,8633639	192094,581	-81,6854303	247,474291	121,8866352	242,197544	-92,1620357
192850,277	-71,0383471	192095,132	-80,8499344	247,246753	122,7165566	241,866794	-91,3616825
192852,593	-70,2167956	192098,705	-80,0134051	246,979046	123,5638154	241,450127	-90,5565572
192853,738	-69,3970692	192103,259	-79,1775833	246,66697	124,4107838	241,067611	-89,7631868
192856,903	-68,5779683	192103,221	-78,3416043	246,287275	125,2528929	240,743313	-88,9767958
192865,077	-67,7611438	192100,308	-77,5049773	245,838855	126,0972869	240,462868	-88,192675
192872,896	-66,9438045	192099,548	-76,6694821	245,410162	126,9415402	240,231006	-87,416977
192880,443	-66,1236194	192098,55	-75,8366371	245,085066	127,779251	240,025594	-86,6223526

El resultado es de ambas metodologías con respecto a los valores de referencia, es posible visualizarlo en la siguiente tabla resumida. Se observa que las desviaciones con los datos referenciales son iguales en ambos casos, esto es con el bloque encriptado y el algoritmo implementado.

## Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING

Tabla 6-5 Porcentaje de desviación de la estimación de los parámetros de línea utilizando la aplicación existente y el algoritmo implementado en la plataforma WAM

Algoritmo	%Desviación de resistencia	% Desviación de reactancia	% Desviación de Susceptancia
Bloque existente en la Plataforma WAM	<b>40,20%</b>	<b>4,10%</b>	<b>8,50%</b>
Algoritmo implementado	<b>40,20%</b>	<b>4,10%</b>	<b>8,51%</b>

En cambio, si se analizan los resultados de cada una de las metodologías comparándolas entre sí, el resultado muestra que ambos métodos son prácticamente iguales con una desviación que no supera el 1,1% para la impedancia y admitancia de la línea. Esto se observa en la siguiente tabla que muestra el porcentaje de desviación entre ambas.

Tabla 6-6 Porcentaje de desviación de resultados entre el bloque de programación disponible en la plataforma y algoritmo desarrollado

% de desviación	Z		Y	
	Real	Imaginaria	Real	Imaginaria
Algoritmo implementado-Bloque encriptado	0,002523%	0,000005%	1,046106%	0,007259%

### 6.2.2.1 Pruebas considerando PMU's simuladas

Dentro del entorno de programación de la plataforma WAM, es posible simular PMU's de comportamiento similar a las instaladas en la subestaciones Andes y Salta. Estas se utilizaron para probar el comportamiento del algoritmo en tiempo real, tanto del bloque existente para la estimación de parámetros, como el implementado desarrollado. El resultado de puede observarse en la siguiente las Figura 6-27, Figura 6-28 y Figura 6-29 respectivamente. La gráfica azul corresponde a los resultados del bloque existente dentro de la plataforma y en blanco a los resultados considerando la programación realizada con las ecuaciones descritas en esta tesis. Además se puede observar, un buen desempeño de ambos algoritmos, tanto para la obtención de resistencia, reactancia y susceptancia.



Figura 6-27 Resultados de resistencia en tiempo real con PMU's simuladas en la red WAM del CDEC-SING considerando el bloque existente en la plataforma y el desarrollado



Figura 6-28 Resultados de reactancia en tiempo real con PMU's simuladas en la red WAM del CDEC-SING considerando el bloque existente en la plataforma y el desarrollado



Figura 6-29 Resultados de susceptancia en tiempo real con PMU's simuladas en la red WAM del CDEC-SING considerando el bloque existente en la plataforma y el desarrollado

### **6.2.3 Implementación en la plataforma WAM**

Debido a la buena respuesta del algoritmo implementado al realizar la comparación de resultados con el bloque programado "Line-Model", fue implementado de forma adicional el criterio de

## Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING

decisión directo, enfocado a filtrar fallas de comunicación y disminuir la cantidad de ruido, si los hubiera. Esta se realizó utilizando los bloques “If”, “And” y el “Multiplexor” disponibles en el entorno de programación de la plataforma. El desarrollo realizado se muestra a continuación.

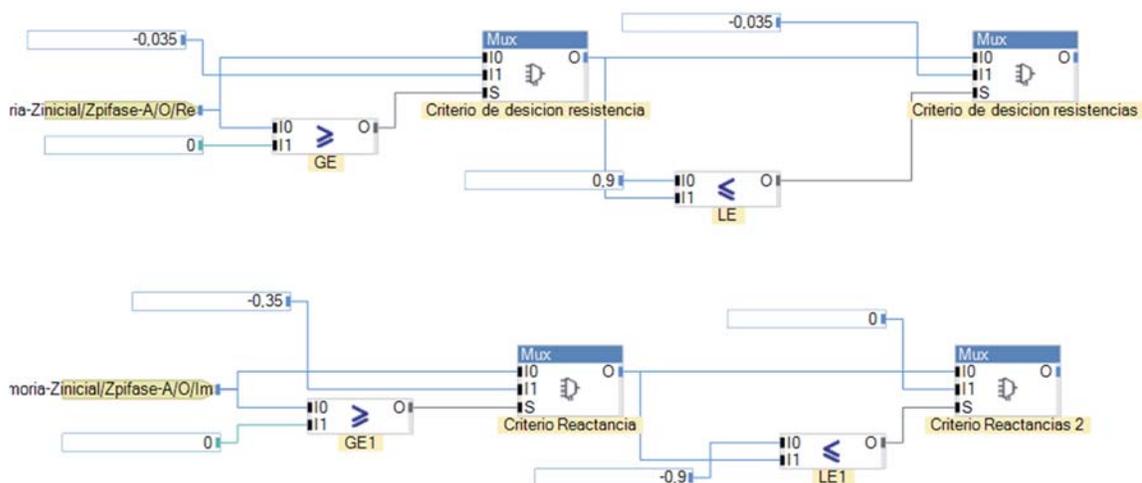


Figura 6-30 Criterio de decisión implementado en la Red WAM del CDEC-SING

Por último, con la ayuda del equipo del Departamento de Integridad del Sistema (DIS) del CDEC-SING fue implementada la interfaz para la visualización de las diferentes variables y características para el monitoreo de la interconexión entre Chile y Argentina. Este despliegue fue desarrollado a través del entorno de programación de la plataforma WAM. La interfaz se puede observar en la Figura 6-31. En ella se pueden observar diferentes características en tiempo real tales como, frecuencia, modos de oscilación, característica PV, factor de potencia y las características de resistencia y reactancia de línea marcado en un rectángulo rojo en la figura siguiente.



Figura 6-31 Despliegue provisorio para monitoreo de la interconexión Chile y Argentina en la plataforma WAM del CDEC-SING

### 6.3 Aplicaciones

Por otro lado, dentro de las posibles aplicaciones basándose en el algoritmo desarrollado en esta memoria se pueden mencionar:

- Validación de parámetros de línea de transmisión utilizando PMU portátiles:** Debido a que es común dentro de un SEP, que los parámetros se calculen por medio de métodos clásicos en función de las características físicas de la torre de transmisión, estos antecedentes ingresan a la base de datos para un posterior análisis de cualquier tipo de estudios de carácter eléctrico propio de un sistema de potencia. Sin embargo, en el caso de algunas líneas pertenecientes a Chile, debido a su antigüedad o condiciones geográficas, no posean un estudio actualizado de las características eléctricas. Con esto, los datos que se tienen pueden influir en los cálculos de los estudios aplicados al SEP teniendo errores pequeños o grandes dependiendo de la relevancia de la línea para estos.
- FACTS (Flexible AC Transmission Systems):** Los sistemas de control de los FACTS están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas (impedancias serie y shunt, ángulo de fase, principalmente), permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos. En principio, es posible debido a que la expresión de la potencia transmitida desde un punto a otro de una línea de transmisión es:

$$P_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \frac{\sin(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \quad (6-4)$$

De esta expresión se desprende que la potencia que fluye por una línea depende de los parámetros físicos de la red: reactancia de la línea, voltaje en los extremos de la línea, el ángulo de fase de voltaje y corriente que se presentan al comienzo y al final de cada línea por el camino posible. Particularmente, el parámetro de impedancia de la línea en donde el algoritmo presentó unos de los mejores desempeños con un error de aproximadamente 2,5% de desviación con respecto a los datos referenciales.

- **Estimación de la temperatura de los conductores:** La temperatura de los conductores está estrechamente relacionada con la resistencia eléctrica. Una expresión más detallada de la temperatura en función de las características eléctricas y físicas se muestra a continuación:

$$T = \frac{\left(\frac{R}{R_{ref}} - 1\right)}{\alpha} + T_{ref} \quad (6-5)$$

Donde  $T$  es la temperatura estimada,  $T_{ref}$  es la temperatura de referencia, generalmente 20°C,  $R$  es la resistencia considerada del algoritmo planteado en esta memoria y  $R_{ref}$  es la resistencia de referencia del conductor a 20°C. Sin embargo, según los resultados obtenidos, el porcentaje de desviación de la resistencia, oscila alrededor de un 10%, en comparación al estudio de transposición de línea [16], con lo que una aplicación precisa debe ser evaluada.

### 6.4 Conclusiones generales del capítulo

El desempeño considerando las ecuaciones de identificación de parámetros eléctricos de una línea de transmisión utilizando las contantes generalizadas ABCD en escenario normal, mostraron un bajo rendimiento debido a las desviaciones de los resultados al aplicar los datos reales de la línea Andes Salta, para todos los parámetros, esto es debido a que todos los parámetros BC y D están en función del valor obtenido en el parámetro "A", con esto las demás constantes son más sensible a los cambios de "A". Además, las variables constantes de propagación e impedancia característica están en función del mismo parámetro "A" lo que desencadena una magnitud de desviaciones en los resultados, al no ser totalmente representativo. Sin embargo, para cálculos simples y estimaciones que no sean en tiempo real los resultados son cercanos al valor referencial del estudio de transposición de líneas del SING como mostraron los resultados iniciales.

Los resultados del algoritmo de identificación de parámetros referente a el modelo pi nominal, considerando los datos reales de la línea Andes-Salta mostraron un buen desempeño para este tipo de aplicación, tanto para todos los parámetros, llegando a desviaciones del 2% para el parámetro de reactancia. Asimismo, los resultados muestran que en el escenario de falla en la S/E Codelco la respuesta del algoritmo ante variaciones de tensión y fundamentalmente de corriente tiene unos buenos resultados, lo anterior permite observar cambios en los parámetros eléctricos de la línea en fenómenos transitorios.

## **Resultados e Implementación en la Plataforma WAM del SING**

---

En la etapa de implementación, aunque se haya instalado el algoritmo de identificación de parámetros considerando el modelo de línea media, los resultados de las variables eléctricas de línea comparados con la aplicación existente son muy cercanos, entregando un indicio de operación de esta. Por otro lado, con los resultados anteriores el algoritmo puede ser aplicado en otro tipo de plataformas o línea de similares características.

## Conclusiones

En esta memoria el modelo pi aplicada a la línea de transmisión, ofrece representar y observar en tiempo real los parámetros de resistencia, reactancia y susceptancia. La diferencia en aplicar el modelo de línea media en contraste con el de línea larga, radica en el hecho de no considerar las variables de constante de propagación  $\gamma$  e impedancia característica  $Z_c$ , logrando una simplificación matemática importante debido a que no se consideran resoluciones matemáticas derivadas de las funciones hiperbólicas que están presentes en el modelo de línea larga. En términos de resultados al comparar ambos modelos, se observa que el parámetro de resistencia para el modelo de línea media tiene una desviación del 10% superior, los resultados de reactancia son idénticas entre ambos con una diferencia del 2,6% y la susceptancia con un 1,6%, como puede observar en la tabla Tabla 6-5 y los resultados de la sección 6.1.2. Por lo tanto el modelo de línea media es una buena aproximación, para obtener resultados de reactancia y susceptancia si no se tienen las herramientas matemáticas para desarrollar el modelo de línea larga.

Asimismo, el algoritmo desarrollado permite, validar los parámetros eléctricos de la línea Andes-Salta en contraste con el Estudio de transposición de línea del SING debido a que los resultados mostrados, tanto para resistencia, reactancia y susceptancia en las Figura 6-11, Figura 6-13 y Figura 6-15 respectivamente, se observa que las desviaciones son bajas no superando el umbral del 9% para cada una de las variables, exceptuando casos puntuales en dos fases de la resistencia, en donde existe una desviación negativa de alrededor del 35% en las fases a y b esto, podría atribuirse a cambios de conductor en algunos segmentos de la línea por uno de mayor sección transversal, que explicando el cambio hacia una resistencia menor. Del mismo modo, los valores  $\Delta 1$ ,  $\Delta 2$  y  $\Delta 3$  que representan las desviaciones de los resultados entre las fases, que se muestran en las mismas figuras mencionadas anteriormente, permiten distinguir que son desviaciones casi teóricas y que representan un porcentaje menor al 3% considerando el valor total de la línea para cada uno de sus parámetros.

En cambio, al contrastar los resultados del algoritmo desarrollado en la etapa de implementación con el bloque disponible encriptado dentro de la plataforma WAM del SING, como se aprecia en la Tabla 6-6, estos no superan el 1%. Esto hace posible aplicar el algoritmo no solo en la plataforma WAM sino que con otras herramientas de simulación que incorporen funciones matemáticas más hiperbólicas para incluir el efecto de la impedancia características y constante de propagación para líneas largas solo con mediciones momentáneas con PMU en ambos extremos de ella para

obtener los resultados en forma posteriormente, sin la necesidad que sean validados en tiempo real. La necesidad de visualizar la impedancia de línea en de forma inmediata, reside en la posibilidad de implementar un sistema que permita observar las oscilaciones presentes en la interconexión entre Chile y Argentina para aplicarlo posteriormente en un sistema de protección.

Por otro lado, el algoritmo de identificación de parámetros de línea desarrollado, se adapta a las exigencias en torno al concepto de la plataforma WAM del SING, ya que es un método directo, sencillo y que no tiene desviaciones en la estampa de tiempo permitiendo observar fenómenos transitorios de los parámetros eléctricos de la línea, como muestra la Figura 6-17, y, también, mostrar el estado actual de la línea Andes-Salta. Lo último, se justifica debido a que es posible observar cambios mecánicos asociados al conductor como la temperatura de la línea, longitud y cambios en la sección transversal, que impactan de forma directa en el comportamiento de la resistencia de la línea. Del mismo modo, permite observar el estado de las disposiciones geométricas del conductor en las torres de transmisión y la condición de las transposiciones a lo largo de la línea, en los parámetros de reactancia y susceptancia respectivamente.

La desviación en los resultados obtenidos, depende principalmente de los datos de entrada, específicamente las mediciones de tensión y corriente que son capturadas por el equipo de medición fasorial, que involucra la participación del transformador de corriente, el transformador de potencial y el cable que conecta estos dispositivos a la PMU. A su vez, estos datos contemplan efectos que no están considerados en el modelo del algoritmo desarrollado, como: el efecto skin, el error propio de las mediciones, ruido asociado al sistema, que inciden en los resultados del algoritmo de identificación de parámetros.

En cuanto al comportamiento del algoritmo, tanto con la aplicación de ecuaciones del modelo de línea larga aplicando las constantes generalizadas ABCD como el modelo pi nominal, Se observa un bajo desempeño en la del primero, por el ruido o desviaciones asociados a los resultados como muestran la Figura 6-8, Figura 6-9 y Figura 6-10. Lo anterior es debido a que para obtener los resultados de las características eléctricas de la línea las constantes generalizadas B, C y D dependen de forma directa del cálculo del parámetro A, que en consecuencia hace que los cálculos sean más sensibles a variaciones de este parámetro. En cambio, el algoritmo considerando el modelo pi nominal proporcionó un mejor desempeño adaptándose a las exigencias del número de datos en tiempo real, de la plataforma WAM del SING.

Por otro lado, se comprobó que los parámetros eléctricos de la línea no son constantes y que varían dependiendo del estado del sistema, como se mostró en la Figura 6-17; las variables de reactancia están asociadas de forma directa con los cambios de frecuencia. En cuanto la resistencia se observó que las variaciones se deben principalmente a los cambios de corriente, pues, cuando ocurre un aumento repentino de esta variable, existe una variación de la temperatura y en consecuencia, de las características físicas del conductor manifestada en la resistencia.

En lo referente a los resultados de los histogramas mostrados en el capítulo anterior, estos se enfocaron en encontrar un filtro para mejorar el comportamiento del algoritmo. No obstante, se pueden aplicar como una herramienta que discrimine si la cantidad de resultados obtenidos son

suficientes para establecer que una variable eléctrica de la línea, obtenido con el algoritmo, es el real. Esto porque, si los datos en otro tipo de mediciones diferente a la línea Andes-Salta, tuvieran una de curva de Gauss no centralizada y, además, los valores de media, mediana y desviación estándar de estos son muy lejanos, difícilmente se podría asegurar que el valor de alguna de las características obtenidas puede ser la que más se acerca a la realidad.

Los trabajos futuros enfocados a esta memoria de tesis que se pueden mencionar son:

- Evaluar el impacto de estimar en línea, la influencia de la impedancia característica y la constante de propagación, desarrollados en esta memoria de tesis.
- Comprobar el algoritmo desarrollado enfocado a las estimaciones de parámetros de línea para las secuencias negativa y cero.
- Proponer un algoritmo que pueda obtener los parámetros de línea considerando líneas de transmisión de doble circuito. Considerando además el efecto infeed y outfeed que pueda presentar la línea.
- Analizar el impacto de observar en tiempo real, la impedancia de la línea y de carga en un gráfico R-X en la plataforma WAM del SING.

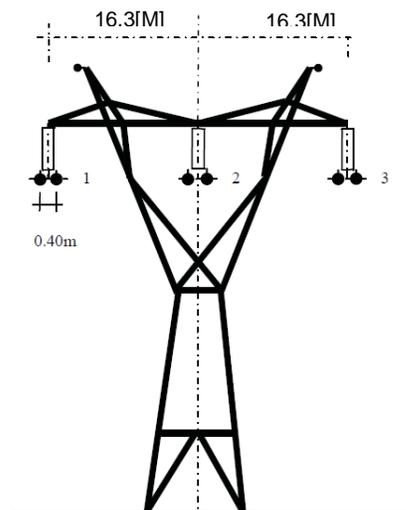
## 7 Bibliografía

- [1] Alexander Abur, Observability Analysis and Measurement Placement for Systems with PMU's, IEEE PES, 2004.
- [2] Zhenyu Huang and Jeff Dagle, SynchroPhasor Measurements: System Architecture, IEEE, July 2008.
- [3] Masaru Zhou, An Alternative for Including, Power Systems, IEEE Transactions, 2006.
- [4] Arun G. Phadke, Synchronized Phasor Measurements-A Historical Overview, Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific: IEEE/PES, 2002.
- [5] Arun G. Phadke, Synchronized Phasor Measurements in Power Systems. Computer Applications in Power, IEEE, 1993.
- [6] Halnk Atanackovic, First steps to wide area control, IEEE, 2008.
- [7] Arun G. Phadke, Synchronized phasor measurements a historical overview, IEEE/PES, 2002.
- [8] Arun G. Phadke, Synchronized phasor measurements in power systems, IEEE, 1993.
- [9] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, December 2011.
- [10] Lois. Dousset, Coordinated Defense Plan Protects Against Transient Instabilities, Computer Applications in Power, IEEE, 1997.
- [11] Milton Naduvathuparambil, Communication Delays in Wide Area Measurement Systems, System Theory., 2002.

- [12] Felipe Neira Malatesa, ANÁLISIS MODAL DE LA INTERCONEXIÓN SING-SIC UTILIZANDO LA PLATAFORMA WAM DEL CDEC-SING, Temuco, Chile: Universidad de la Frontera, 2015.
- [13] Erick Zbinden Araya, «Desarrollo de la Red WAM en Chile: Experiencia CDEC-SING,» CDEC-SING, Santiago, 2015.
- [14] Ulises Kaintzyk, Overhead Power Lines Planning, Design, Construction, Berlin: Springer, 2004.
- [15] Hadi Saadat, Power System Analysis, New York: McGraw-Hill, 2000.
- [16] I-SEP, Estudio de transposición en líneas de transmisión del SING, Santiago, 2015.
- [17] Simón Pascual Comín, Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión, Madrid: Universidad de la Rioja, 2011.
- [18] «CDEC-SING,» [En línea]. Available: [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl).
- [19] Ricardo Salgado Salazar, Aspectos Estáticos do Controle de Sistemas de Potência, Santa Catarina, Brasil: Notas de Clase, Pós-Graduação Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.
- [20] Héctor José Pabón, Probabilidad y estadística con MATLAB para investigadores, 2010.
- [21] CDEC-SING, «Informe Resumen de Falla N°4154,» 2016.
- [22] CDEC-SING, «Informe Resumen de Falla N°4156,» 2016.

# A Cálculo de los parámetros en secuencia positiva de la línea 345kV Andes-Salta

Para el cálculo de los valores referenciales, se consideró las características físicas de las torres de alta tensión descritas en el estudio de transposición de líneas del CDEC-SING, para la línea Andes-Salta de 345[kV]. Esta se muestra en la siguiente imagen.



Figura\_apéndice Torre de transmisión Andes-Salta

Los datos de la torre son:

Longitud:	408[Km]
Tipo de conductor:	2xACSR Curlew
Cable de guarda:	Alumoweld 7x8 AWG

## A Cálculo de los parámetros en secuencia positiva de la línea 345kV Andes-Salta

Considerando los datos de la Tabla 7-1, se puede obtener las principales variables eléctricas de interés. Para el cálculo de la resistencia se tiene:

$$R_k = \frac{0,0551}{2} \left[ \frac{\Omega}{km} \right] = 0,02755 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

Para el cálculo de la inductancia, reactancia y susceptancia de línea se debe obtener los valores de las distancias geométricas por fase, como se describe a continuación.

$$D_{1-2} = D_{2-3} = d \quad D_{1-3} = 2d$$

$$D = d^3\sqrt{2} = 16,3^3\sqrt{2} = 20,53671331[m]$$

$$\Delta = 40[cm]$$

Para obtener la reactancia, se enfoca en la siguiente fórmula descrita en el capítulo 1:

$$X_k = 12\pi f \left( \frac{1}{4} + 4,6 \cdot \log \left( \frac{D[mm]}{\sqrt{r[mm]\Delta[mm]}} \right) \right)$$

$$X_k = 0,33563 \left[ \frac{Ohm}{km} \right]$$

Por último, el cálculo de la susceptancia se realiza mediante:

$$B_k = \frac{24,2}{\log \left( \frac{D[mm]}{\sqrt{r[mm]\Delta[mm]}} \right)} \cdot 2\pi f = 3,15[\mu S]$$

## A Cálculo de los parámetros en secuencia positiva de la línea 345kV Andes-Salta

Tabla 7-1 Características de los conductores aleación de aluminio

Código Code	Calibre Size	Sección Section		Formación Stranding		Diámetro (mm) Diameter		Peso Weight	Carga de Rotura Rated Strength	Resistencia corriente continua a 20°C Maximum Resistance at 20°C
		Al	Total	Al	Steel	Cable	Steel			
	AWG ó TCT	mm <sup>2</sup>		mm		Cable completo	Uúcleo de acero	hg/hm	hg	ohms/hm
‡Wren	8	8,37	9,81	6 x 1,33	1 x 1,33	3,99	1,33	33,8	340	3,4017
Turkey	6	13,30	11,48	6 x 1,68	1 x 1,68	1,03	1,68	13,7	140	2,1131
Swan	4	21,11	24,71	6 x 2,12	1 x 2,12	6,31	2,12	81,4	846	1,3278
Swanate	4	21,11	26,12	7 x 1,96	1 x 2,61	6,13	2,61	99,7	1.067	1,3133
Sparrow	2	33,62	39,23	6 x 2,67	1 x 2,67	8,03	2,67	136	1.289	0,8343
Sparate	2	33,62	42,13	7 x 2,47	1 x 3,30	8,26	3,30	119	1.610	0,8211
Robin	1	42,41	49,48	6 x 3,00	1 x 3,00	9,02	3,00	171	1.612	0,6621
Raven	1/0	13,11	62,39	6 x 3,37	1 x 3,37	10,11	3,37	216	1.987	0,1243
Quail	2/0	67,44	78,61	6 x 3,78	1 x 3,78	11,31	3,78	273	2.401	0,4160
Pigeon	3/0	81,02	99,23	6 x 4,21	1 x 4,21	12,71	4,21	344	3.006	0,3304
Penguin	4/0	107	121	6 x 4,77	1 x 4,77	14,30	4,77	433	3.787	0,2618
‡Owl	266,8	131	113	6 x 1,36	7 x 1,79	16,09	1,37	107	4.330	0,2109
Waxwing	266,8	131	143	18 x 3,09	1 x 3,09	11,47	3,09	431	3.117	0,2119
Partridge	266,8	131	117	26 x 2,17	7 x 2,00	16,31	1,98	147	1.113	0,2100
Ostrich	300	112	177	26 x 2,73	7 x 2,12	17,27	6,36	614	1.711	0,1867
‡Piper	300	112	188	30 x 2,14	7 x 2,14	17,78	7,62	697	7.000	0,1902
Terlin	336,4	171	180	18 x 3,47	1 x 3,47	17,37	3,47	144	3.931	0,1680
Linnet	336,4	171	198	26 x 2,89	7 x 2,21	18,31	6,74	689	6.730	0,1663
Oriole	336,4	171	210	30 x 2,69	7 x 2,69	18,82	8,07	784	7.861	0,1614
Chichadee	397,1	201	213	18 x 3,77	1 x 3,77	18,87	3,77	642	4.499	0,1421
Ibis	397,1	201	234	26 x 3,14	7 x 2,44	19,89	7,32	814	7.488	0,1411
Larh	397,1	201	248	30 x 2,92	7 x 2,92	20,47	8,77	927	9.202	0,1401
Pelican	477	242	211	18 x 4,14	1 x 4,14	20,68	4,14	771	1.347	0,1184
Flicher	477	242	273	24 x 3,18	7 x 2,39	21,49	7,16	914	7.790	0,1178
lawh	477	242	281	26 x 3,44	7 x 2,67	21,79	8,03	977	8.880	0,1171
Ien	477	242	298	30 x 3,20	7 x 3,20	22,43	9,61	1.112	10.783	0,1161
‡Ieron	100	213	312	30 x 3,28	7 x 3,28	22,96	9,84	1.162	11.090	0,1141
Osprey	116,1	282	298	18 x 4,47	1 x 4,47	22,33	4,47	899	6.233	0,1014
Paraheet	116,1	282	319	24 x 3,87	7 x 2,18	23,22	7,73	1.067	8.999	0,1010
Dove	116,1	282	328	26 x 3,72	7 x 2,89	23,11	8,66	1.140	10.019	0,1007
Eagle	116,1	282	348	30 x 3,46	7 x 3,46	24,21	10,39	1.298	12.606	0,1001
Peacock	601	307	346	24 x 4,03	7 x 2,69	24,21	8,03	1.161	9.771	0,0928
Squab	601	307	317	26 x 3,87	7 x 3,01	24,14	9,04	1.240	11.018	0,0921
Teal	601	307	376	30 x 3,61	19 x 2,16	21,21	10,82	1.398	13.167	0,0919
‡Duch	601	307	346	14 x 2,69	7 x 2,69	24,21	8,07	1.118	10.210	0,0944
Kingbird	636	322	340	18 x 4,78	1 x 4,78	23,88	4,78	1.028	7.128	0,0891
Rooh	636	322	364	24 x 4,14	7 x 2,76	24,82	8,28	1.219	10.298	0,0883
Grosbeah	636	322	371	26 x 3,97	7 x 3,09	21,11	9,27	1.302	11.427	0,0879

# B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

## B.1 Resistencia

La resistencia eléctrica de una línea de transmisión es uno de los factores más importantes en el diseño de las líneas, debido a que la potencia y las pérdidas de energía están directamente en función de la resistencia por fase de los conductores, es por esto que una buena aproximación es importante.

Un conductor cilíndrico uniforme de diámetro  $d$ , la resistencia por unidad de longitud considerando corriente continua, viene dado por:

$$R'_{DC} = \frac{\rho}{A} = \frac{\rho \cdot 4}{\pi d^2} \quad (7-1)$$

Donde  $R'_{DC}$  es la resistencia en  $[\Omega/m]$ ,  $\rho$  es la resistividad del conductor en  $[\Omega \cdot mm^2/m]$ ,  $A$  es la sección transversal del conductor en  $[mm^2]$  y  $d$  el diámetro del conductor en  $[mm]$ .

Cuando por el conductor circula una corriente alterna, la resistencia alterna efectiva aumenta en comparación con la resistencia en corriente directa debido al efecto piel o efecto pelicular. Esta resistencia  $R'_{TAC}$  es posible calcularla de forma aproximada como:

$$R'_{TAC} \approx R'_{DC} \cdot \left(1 + \frac{x^4}{3}\right) \text{ para } x \leq 1 \quad (7-2)$$

$$R'_{TAC} \approx R'_{DC} \cdot \left(0,25 + x + \frac{3}{64}\right) \text{ para } x \geq 1 \quad (7-3)$$

Considerando  $x$  como el parámetro que considera el efecto pelicular que se muestra a continuación.

$$x = 0,5 \cdot r \cdot \sqrt{\pi \cdot f \cdot \kappa \cdot \mu_0 \cdot \mu_r} \quad (7-4)$$

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

Donde  $r$  es el radio del conductor en  $[mm]$ ,  $f$  es la frecuencia en  $[Hz]$ ,  $\kappa$  es la conductividad expresada en  $[m/\Omega \cdot mm^2]$ ,  $\mu_0$  es la permeabilidad del vacío y  $\mu_r$  es la permeabilidad relativa del material.

En el caso que existan separaciones por fase  $n_2$  en los conductores la resistencia equivalente  $R'_{Tot}$  es simple de calcular como:

$$R'_{Tot} = \frac{R'_{DC}}{n_2} \quad (7-5)$$

La ecuación anterior tiene relevancia debido a que la línea Andes-Salta tiene dos subconductores por fase. Además, los valores característicos de una línea de transmisión en 50 [Hz] se muestran en la siguiente tabla. En donde se pueden observar las diferentes magnitudes eléctricas asociadas a una línea de transmisión en función de su tensión nominal y la cantidad de subconductores. Para el caso de la resistencia, en una línea de las características similares al de esta memoria, representa un valor de 0,029 [ohm/km]. Por otro lado, en términos generales las líneas de transmisión de largas distancias son de una tensión nominal igual o superior a 220kV, son las que tienen menor resistencia, como detalla la misma tabla, dentro de las principales razones destacan el tipo de conductor y la incorporación de subconductores por fase lo que hace que la resistencia de la línea disminuya, como lo muestra la ecuación (7-8)

### B.2 Impedancia se secuencia positiva

#### B.2.1 Consideraciones iniciales

La impedancia de secuencia positiva es uno de los parámetros más usados para una condición normal de operación. Este en un vector que representa un número complejo en su descomposición en forma rectangular tanto en la parte real como imaginaria como:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \quad (7-6)$$

O en su forma polar:

$$Z_1 = |Z_1| \angle \theta \quad (7-7)$$

Donde

$R_1$	resistencia calculada en la sección anterior
$X_1$	reactancia de secuencia positiva
$ Z_1  = \sqrt{R_1^2 + X_1^2}$	módulo de $Z_1$ y
$\theta = \tan^{-1}(X_1/R_1)$	ángulo de fase

#### B.2.2 Reactancia e inductancia

Las relaciones de inductancia usadas en las líneas de transmisión aéreas implican a menudo los efectos de conductores individuales y agrupados que operan en serie o en paralelo. La reactancia

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

inductiva de secuencia positiva de una línea de transmisión trifásica equivalente totalmente transpuesta viene dada por:

$$X_1 = \omega L_1 = \left( \frac{\omega \mu_0 a}{2\pi} \right) \cdot \left( \ln \frac{D_M}{r_B} + \frac{1}{4n_2} \right) \quad (7-8)$$

Donde:

$\omega$ : frecuencia angular

$L_1$ : Inductancia positiva en [H/m]

$a$ : Largo del conductor en [m]

$D_M$ : Distancia media geométrica

$r_B$ : radio equivalente del conductor

$$r_B = \sqrt[n_2]{n_2 \cdot r \cdot r_0^{n_2-1}} = r \sqrt[n_2]{\left( k_1 \cdot \frac{s}{r} \right)^{n_2-1}} \quad (7-9)$$

$$k_1 = n_2^{\frac{1}{n_2-1}} / \left[ 2 \sin \left( \frac{\pi}{n_2} \right) \right] \quad (7-10)$$

$k_1$  es posible determinarlo observando la siguiente tabla y la imagen siguiente.

Número de conductores	Radio del círculo de los múltiples conductores	Radio equivalente del conductor múltiple $r_b$	$k_1$
1	-	$r$	1
2	$s/2$	$\sqrt{rs}$	1
3	$s/\sqrt{3}$	$\sqrt[3]{rs^2}$	1
4	$s/\sqrt{2}$	$\sqrt[4]{rs^3 \cdot \sqrt{2}}$	1,12
5	0,851 s	$\sqrt[5]{2,618rs^4}$	1,272
6	s	$\sqrt[6]{6rs^5}$	1,43
8	1,307 s	$\sqrt[8]{52,12rs^7}$	1,76

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

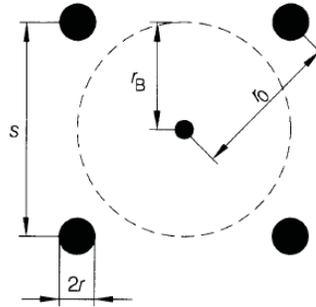


Figura 7-1 Determinación de los diferentes radios en múltiples conductores por fase

En caso de una torre de transmisión de circuito simple la distancia media geométrica, viene dada por:

$$D_M = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}} \quad (7-11)$$

Unos ejemplos ilustrativos de las líneas de transmisión que consideran un circuito por fase se observa a continuación:

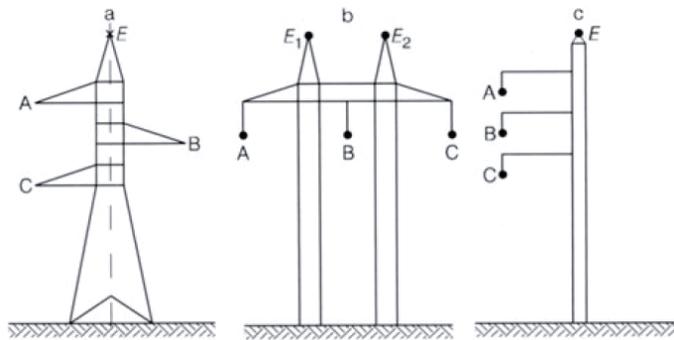


Figura 7-2 Disposición de algunas torres de transmisión abc y sus conductores por fase (ABC fases y E cable de guarda)

Para un kilómetro de línea considerando una frecuencia de 50[Hz] y un conductor simple, es posible obtener la reactancia por unidad de longitud como:

$$X_1' = 0,0628 \cdot \left( \ln \frac{D_M}{r} + \frac{1}{4} \right) [\Omega/km] \quad (7-12)$$

Considerando múltiples conductores por fase:

$$X_1' = 0,0628 \cdot \left( \ln \frac{D_M}{r} + \frac{1}{4n_2} \right) [\Omega/km] \quad (7-13)$$

### B.3 Impedancia de secuencia cero

Para entender el concepto de secuencia cero, hay que tener claro que si se representan las corrientes de secuencia cero en un gráfico polar, estas son idénticas en cada conductor por fase y no desplazadas en  $120^\circ$  como las corrientes de secuencia positiva y negativa como se muestra en la Figura 7-3. El campo magnético debido a las corrientes de secuencia cero es muy diferente al

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

causado por las corrientes de secuencia positiva o negativa. La diferencia en el campo magnético da como resultado una reactancia de secuencia cero en una línea de transmisión que está en el intervalo de alrededor 1,5 a 4 veces la reactancia de secuencia positiva. Las corrientes de secuencia cero fluyen sólo si existe una trayectoria de salida a través de la cual un circuito está provisto por un retorno por tierra. La impedancia de los cables a tierra, se incluye en la impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión. El uso más común de la impedancia de secuencia cero, se encuentra en el cálculo de las corrientes de cortocircuito de fase a tierra (o también llamadas falla franca). Estos cálculos de corriente son necesarios para configurar los relés de protección ante este tipo de fallas.

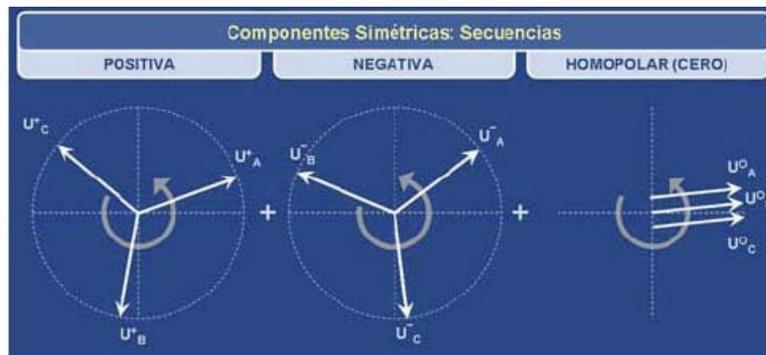


Figura 7-3 Componentes simétricas representadas en un diagrama polar

### B.3.1 Ecuaciones simplificadas para la obtención de la impedancia de secuencia cero

La impedancia de secuencia cero de las líneas de transmisión, envuelven dos características importantes: la impedancia mutua y la impedancia mutua entre los circuitos y el retorno por tierra. De forma práctica se muestran las siguientes fórmulas que son válidas tanto para 50/60[Hz].

#### Línea con circuito simple sin cable de guarda

La impedancia de secuencia cero para este caso es:

$$Z'_{0S} = R'_0 + jX_0 = R'_1 + \frac{3}{4}\pi f\mu_0 + jf\mu_0 \left( 3 \cdot \ln \left( \frac{\delta}{\sqrt[3]{r_B D_M^2}} + \frac{\mu_T}{4n_2} \right) \right) \quad (7-14)$$

$$\delta = 1,85/\sqrt{\omega\mu_0/\rho_e} \quad (7-15)$$

Donde:

$R'_1$  resistencia del conductor por unidad de longitud

$n_2$  numeros de conductores por fase

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

$\mu_T$  permitividad por fase de un conductor

$\delta$  distancia de los conductores a tierra [m]

$\rho_E$  resistividad de la tierra [ $\Omega \cdot m$ ]

### Línea con circuito simple con un cable de guarda

Para este tipo de configuración, ahora es necesario saber la impedancia propia y mutua considerando el cable de guarda. Para obtener la impedancia mutua respecto al cable de guarda se utiliza la siguiente igualdad:

$$Z'_{0S1E} = Z'_{0S} - 3(Z'_{CE})^2 / Z'_{EE} \quad (7-16)$$

La impedancia mutua entre un conductor y el cable de guarda, queda expresado como:

$$Z'_{CE} = \frac{f\mu_0\pi}{4} + jf\mu_0 \cdot \ln\left(\frac{\delta}{D_{ME}}\right) \quad (7-17)$$

Donde

$$D_{ME} = \sqrt[3]{D_{AE} \cdot D_{BE} \cdot D_{CE}} \quad (7-18)$$

Es la distancia media entre los conductores y el cable de guarda.

La impedancia propia del cable de guarda puede ser referida como:

$$Z'_{EE} = R'_E + f\mu_0 \cdot \pi/4 + jf\mu_0 \left( \ln\left(\frac{\delta}{r_E} + \frac{\mu_E}{4}\right) \right) \quad (7-19)$$

En donde

$R'_E$  es ña resistencia del conductor de guarda [ $\Omega/m$ ]

$\mu_E$  es la permeabilidad magnética del cable de guarda

$r_E$  es ña radio del cable de guarda [m]

### Línea con circuito simple y dos cables de guarda

Para este tipo de configuración la impedancia mutua en secuencia cero, se obtiene como:

$$Z'_{0S2E} = Z'_{0S} - 3(Z'_{CE})^2 / Z'_{E1E2} \quad (7-20)$$

La impedancia mutua entre los dos cables de guarda es:

$$Z'_{E1E2} = \frac{R'_E}{2} + \frac{f\mu_0\pi}{4} + jf\mu_0 \left[ \ln\left(\frac{\delta}{\sqrt{r_E D_{E1E2}}} + \frac{\mu_E}{8}\right) \right] \quad (7-21)$$

Donde

$D_{E1E2}$  distancia entre los cables de guarda [m]

## **B.4 Capacitancia y reactancia capacitiva**

### **B.4.1 Consideraciones iniciales**

La capacitancia es la propiedad de un sistema de conductores y dieléctricos que permite el almacenamiento de cargas separadas eléctricamente cuando existen diferencias de potencial entre los conductores. La capacitancia se mide en Faradios, donde  $1F = 1 \text{ As/V}$ . La reactancia capacitiva es una función inversa de la capacitancia y la frecuencia como se puede apreciar.

$$X_c = \frac{1}{2\pi fC} \tag{7-22}$$

El inverso a la reactancia capacitiva es susceptancia medida en Siemens [S].

$$B_c = 2\pi fC \tag{7-23}$$

La capacitancia de las líneas aéreas es un parámetro importante, ya que es el responsable de acumular y generar energía reactiva para los requisitos del sistema eléctrico. Los conductores de una línea aérea, asumen potenciales en relación unos con otros y con la tierra, en todos los casos se considera que la tierra tiene el potencial de referencia igual a cero.

Los campos eléctricos y las capacitancias que se forman entre los conductores y la tierra (incluyendo los cables de guarda). Así también, las capacitancias se distribuyen en todos los conductores a lo largo de la línea. Para las líneas transpuestas, las capacidades totales medidas por fase son iguales, de manera que normalmente se tiene en cuenta la altura media de conductor a tierra para su cálculo.

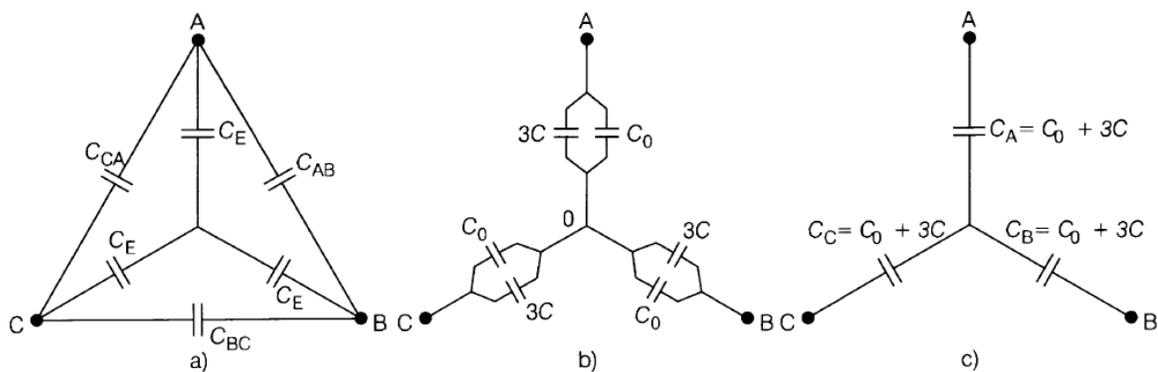


Figura 7-4 Capacitancia en secuencia positiva y cero: a) conexión delta b) transformación a conexión estrella c) conexión equivalente

Como se había mencionado anteriormente, las capacitancias se forman a través de la distancia entre los conductores, y con tierra, esto se puede ver en la Figura 7-4 a) en donde están representadas cada una de las capacitancias. Entonces,  $C_{AB} = C_{BC} = C_{AC} = C$  en donde  $C$  es la capacitancia entre fases y  $C_{A0} = C_{B0} = C_{C0} = C_0$  es la capacitancia a tierra o también llamada capacitancia de secuencia cero, como se representa en la Figura 7-4.

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

Si se considera las conversiones de conexión triángulo a estrella como se observa en la Figura 7-4 a) y Figura 7-4 b) y finalmente a Figura 7-4 c), se puede deducir que:

$$C_A = C_B = C_C = C_1 = C_0 + 3C \quad (7-24)$$

La capacitancia total por fase es llamada capacitancia de secuencia positiva  $C_1$ , mientras que la capacitancia en secuencia cero es  $C_0$  y la capacitancia entre conductores es  $C$ . De forma matemática se pueden obtener cualquiera de las 3 capacidades a partir de 2 datos considerando la ecuación descrita anteriormente.

### B.4.2 Líneas de circuito simple

#### Línea de circuito simple sin cable de guarda

Si se considera una línea de transmisión de un conductor por fase sin cable de guarda la expresión para el cálculo en secuencia cero de la capacitancia es:

$$C'_{0S} = \frac{2}{3} \pi \epsilon_0 / \left[ \ln \left( \frac{\sqrt{(2h_m)^2 + D_M^2}}{\sqrt[3]{r_B D_M^2}} \right) \right] \cong \frac{2}{3} \pi \epsilon_0 / \ln \left( \frac{2h_M}{\sqrt[3]{r_B D_M^2}} \right) \quad (7-25)$$

Donde

$\epsilon_0$  constante dieléctrica  $8,854 \cdot 10^{-12}$  [F/m]

$h_M$  altura media de los conductores a tierra

$$h_M = \sqrt[3]{h_A \cdot h_B \cdot h_C} \quad (7-26)$$

La capacitancia entre los conductores es

$$\begin{aligned} C'_S = C'_{AB} = C'_{AC} = C'_{BC} &= \frac{C'_1 - C'_{0S}}{3} = \\ &= 2\pi \epsilon_0 \cdot \left[ \ln \left( \frac{2h_M}{D_M} \right) \right] / \left[ 3 \ln \left( \frac{D_M}{r_B} \right) \cdot \ln \left( \frac{2h_M}{\sqrt[3]{r_B D_M^2}} \right) \right] \end{aligned} \quad (7-27)$$

Por último, la capacitancia en secuencia positiva es:

$$C'_{1S} = 2\pi \epsilon_0 / \ln(D_M/r_b \sqrt{1 + \left(\frac{D_M}{2h_M}\right)^2}) \cong 2\pi \epsilon_0 / \ln(D_M/r_B) \quad (7-28)$$

#### Línea con circuito simple con uno o dos cables de guarda

Para finalizar de mostrar las expresiones de la capacitancia en secuencia cero, ahora se considerará una línea de transmisión con dos cables de guarda considerando un circuito simple, o sea, una línea de un circuito por fase, la expresión aproximada de la capacitancia de una línea respecto al cable de guarda es:

## B Ecuaciones Generales para el Cálculo de los Parámetro Eléctricos de una Línea de Transmisión

$$C'_{0SE} = \frac{2}{3} \pi \epsilon_0 / \left\{ \ln \left( \frac{2h_M}{\sqrt[3]{r_B D_M^2}} \right) - \frac{\left[ \ln \left( \frac{h_M + h_E}{D_{ME}} \right) \right]^2}{\ln \left( \frac{2h_E}{r_E} \right)} \right\} \quad (7-29)$$

Donde

$h_E$  es la altura media del cable de guarda a tierra en [m]

$D_{ME}$  es la distancia media geométrica entre los conductores por fase y el o los cables de guarda [m]

$r_E$  radio del cable de guarda en [m]

Si existen dos cables de guarda, la expresión de  $r_E$  varía, y debe ser remplazada por  $\sqrt{r_E \cdot D_{E1E2}}$  donde  $D_{E1E2}$  es la distancia entre los cables de guarda.