

Estimación de la temperatura media de los conductores de las líneas de transmisión aéreas basada en medidas de sincrofasores

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Facundo Nuñez, Mateo Iguini, Enzo Moalli

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA FINALIZACIÓN DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA.

TUTOR

Pablo Pena Universidad de la República
Nicolás Morales Universidad de la República

TRIBUNAL

Michel Artenstein Universidad de la República
Ignacio Afonso Universidad de la República
Isabel Briozzo Universidad de la República

Montevideo
sábado 2 agosto, 2025

Estimación de la temperatura media de los conductores de las líneas de transmisión aéreas basada en medidas de sincrofasores , Facundo Nuñez, Mateo Iguini, Enzo Moalli.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.2).
Contiene un total de 156 páginas.
Compilada el sábado 2 agosto, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Si quieres encontrar los secretos del universo,
piensa en términos de energía, frecuencia y vi-
bración.

NIKOLA TESLA

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

En primer lugar, queremos expresar nuestro agradecimiento a nuestras familias, por su amor incondicional, paciencia y constante motivación. Sin su apoyo, nada de esto hubiera sido posible.

Agradecemos también a nuestros amigos y compañeros de estudio, quienes con su compañía hicieron que este camino fuera más llevadero. Compartir este recorrido con ustedes fue un verdadero privilegio.

Asimismo, queremos agradecer a todos los profesores que nos acompañaron a lo largo de este proceso de formación. Cada uno, desde su lugar, aportó conocimientos, valores y experiencias que fueron clave en nuestro desarrollo profesional.

Queremos extender nuestro sincero agradecimiento a nuestros tutores, Pablo Pena y Nicolás Morales, por su guía y apoyo a lo largo de este proceso. Gracias a sus conocimientos y consejos pudimos desarrollar de mejor manera este proyecto.

Agradecemos a UTE, quien proporcionó los datos necesarios para que este proyecto fuera posible.

Finalmente, expresamos nuestra gratitud a la Universidad de la República por brindarnos la oportunidad de formarnos como profesionales, y en especial a los y las docentes, cuyo compromiso y dedicación fueron fundamentales a lo largo de nuestra formación.

A todos ustedes, nuestro más sincero agradecimiento.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A nuestras familias.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

Controlar la temperatura del conductor en líneas aéreas es esencial para garantizar una operación segura del sistema eléctrico, evitando daños en el conductor e incumplimientos de las distancias mínimas al suelo. Tradicionalmente, la capacidad de las líneas se define mediante criterios estáticos, determinando la corriente máxima que, bajo condiciones ambientales conservadoras, asegura no superar la temperatura de diseño. Actualmente, la transición energética y las dificultades para construir nuevas líneas impulsan la adopción de métodos de ampacidad dinámica, que consideran en tiempo real las condiciones ambientales y del conductor, posibilitando un mayor aprovechamiento de las líneas existentes.

Este trabajo explora una metodología indirecta para estimar la temperatura media del conductor mediante el uso de sincrofasores. Estos sincrofasores, medidos simultáneamente en ambos extremos de la línea, permiten calcular parámetros eléctricos como la resistencia del conductor, y así inferir su temperatura media en tiempo real. Esta técnica presenta ventajas operativas y económicas respecto a los sensores físicos convencionales, cuyos costos, mantenimiento y problemas de comunicación limitan su aplicación generalizada.

El principal desafío del método propuesto radica en los errores sistemáticos, tanto en módulo como en fase, presentes en las mediciones fasoriales de las PMU. Para corregir estos errores se implementó un algoritmo de calibración que determina factores correctivos mediante ajustes multiplicativos en módulo y aditivos en fase. Dado que el método original no especificaba cómo determinar los pesos de las variables en la función costo de la optimización, en esta tesis se desarrolló un procedimiento específico para definir dichos pesos para escalar las variables, estableciéndose además dos criterios concretos para la selección final de los factores correctivos.

La metodología se validó mediante simulaciones numéricas, considerando una línea aérea con temperatura y carga eléctrica variables en el tiempo, obteniéndose errores medios absolutos de $2,26\text{ }^{\circ}\text{C}$ y errores máximos cercanos a $5,38\text{ }^{\circ}\text{C}$. Adicionalmente, se realizó una validación experimental con datos reales de sincrofasores de la línea Trinidad-Rodríguez de 150 kV , comparando la temperatura estimada con mediciones obtenidas por sensores físicos instalados en el conductor. En esta validación se obtuvieron errores medios inferiores a $0,632\text{ }^{\circ}\text{C}$, con errores máximos puntuales de hasta $15,49\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un leve sesgo hacia la sobreestimación. Los resultados demuestran el potencial del método indirecto basado en sincrofa-

sores como alternativa viable y complementaria al monitoreo con sensores físicos, aprovechando la infraestructura de medición existente.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	VII
1. Introducción	1
2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión	3
2.1. Modelado en parámetros distribuidos	4
2.1.1. Modelado de la línea como un cuadripolo	5
2.1.2. Conductores	8
2.1.3. Disposiciones de conductores en líneas de transmisión	9
2.1.4. Hipótesis consideradas para la determinación de los parámetros de las líneas de transmisión	10
2.1.5. Resistencia	11
2.1.6. Inductancia	13
2.1.7. Capacitancia	14
2.1.8. Conductancia (g)	17
3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura	19
3.1. Resistencia	20
3.1.1. Sensibilidad respecto a la temperatura	21
3.2. Inductancia	22
3.2.1. Dependencia con la temperatura	23
3.2.2. Sensibilidad respecto a la temperatura	23
3.3. Capacitancia	25
3.3.1. Dependencia con la temperatura	26
3.3.2. Sensibilidad respecto a la temperatura	28
3.4. Análisis de los parámetros de la línea con ATP	29
3.4.1. Resistencia de la línea	30
3.4.2. Inductancia de la línea	30
3.4.3. Capacitancia de la línea	31
3.5. Conclusiones	32

Tabla de contenidos

4. Modelado mecánico básico de líneas de transmisión	33
4.1. Cálculo de tensión mecánica y flecha	33
4.2. Tipos de torre según su función	34
4.3. Vano	35
4.4. Cantón	36
4.5. Catenaria	36
4.5.1. Flecha	37
4.6. Longitud del conductor	37
4.7. Vano de regulación	38
4.8. Ecuación de cambio de estado	38
5. Dispositivos de medición	41
5.1. Marco teórico	41
5.1.1. Fasor	41
5.1.2. Sincrofasores	42
5.2. PMU	46
5.2.1. Evaluación de los datos recibidos	47
5.2.2. Recepción de los datos	48
5.2.3. Datos utilizados reportados por las PMU	48
5.3. Sensores Ampacimon	49
5.3.1. Descripción de sensores utilizados	50
5.3.2. Datos utilizados	50
6. No idealidades en el sistema de medición	53
6.1. Error sistemático	54
6.2. Error aleatorio	55
6.3. Sensibilidad de los parámetros de línea ante las no idealidades . . .	55
6.3.1. Variación de los parámetros del cuadripolo ante errores sistemáticos	55
6.3.2. Variación de los parámetros del cuadripolo ante ruido gaussiano	57
6.3.3. Variación de los parámetros del cuadripolo ante ambas no idealidades	58
6.3.4. Variación del error en los parámetros y temperatura de la línea respecto al estado de carga	60
6.3.5. Conclusiones	62
7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea	65
7.1. Implementación del algoritmo para la estimación de factores de corrección de errores sistemáticos	65
7.2. Ejecución del sistema implementado	70
7.2.1. Condiciones sobre las ventanas de medidas	70
7.2.2. Explicación de cómo se ejecutó el sistema	71
7.2.3. Determinación de parámetros óptimos de corrección	72
7.2.4. Calculo de la temperatura corregida	73

Tabla de contenidos

7.2.5. Determinación de pesos óptimos para la función de costo	75
7.3. Desempeño del sistema con datos simulados	77
7.3.1. Entorno de Simulación	77
8. Funcionamiento del sistema con datos reales	85
8.1. Curado de datos	85
8.1.1. Ajuste de signo en las fases	86
8.1.2. Errores tipo 1: Datos vacíos o no disponibles (NaN)	87
8.1.3. Errores tipo 2: Datos fuera de rango de operación	88
8.1.4. Errores tipo 3: Errores de sincronismo en las PMU	89
8.1.5. Submuestreo	93
8.2. Desempeño del sistema con datos reales	96
8.2.1. Conjunto de datos analizados	96
8.2.2. Corrección de temperatura	97
8.2.3. Análisis de los Resultados	104
9. Conclusiones	107
Apéndices	110
A. Información de las líneas de transmisión estudiadas	111
A.1. Línea TRI-ROD	111
A.2. Línea BOB-YOU	112
B. Clases de PMU	115
B.1. Clase Tipo P	115
B.2. Clase Tipo M	116
C. Resultados adicionales algoritmo genético	119
C.1. Análisis gráfico de la evolución del algoritmo	119
D. Resultados adicionales para el entorno de simulación	121
D.1. Resultados adicionales del entorno de simulación	121
D.2. Resultados variando los errores sistemáticos para el mismo perfil de carga	122
D.3. Resultados adicionales datos reales	125
D.3.1. Semana del 15 al 20 de enero	125
D.3.2. Semana del 21 al 28 de enero	125
D.3.3. Semana del 30 de enero al 04 de febrero	126
Referencias	127
Glosario	131
Índice de tablas	134
Índice de figuras	136

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

La ampacidad de las líneas de transmisión está determinada por la temperatura máxima que puede alcanzar el conductor, para evitar daños y asegurar que la flecha no comprometa la distancia de seguridad al suelo. Tradicionalmente, se utiliza la ampacidad estática (SLR, por sus siglas en inglés), definida bajo condiciones meteorológicas conservadoras [6, 7, 17, 21]. Sin embargo, esta puede ajustarse mediante métodos que incluyen el uso de medidas ambientales sin considerar el viento (AAR) o, de manera más avanzada, la ampacidad dinámica (DLR), la cual tiene en cuenta las condiciones locales del conductor en tiempo real para maximizar la capacidad de transmisión disponible [8].

Los métodos de ampacidad dinámica en redes de transmisión están captando una creciente atención a nivel mundial, debido a su potencial para mejorar la integración de fuentes de energía renovable y facilitar la transición energética, al aumentar significativamente la capacidad de las líneas en comparación con su capacidad estática [4, 22, 24]. En diciembre de 2021, la Comisión Federal Reguladora de Energía en Estados Unidos aprobó la Orden 881 [14], que requiere a los transmisores implementar AAR a partir de 2025 y reconoce el potencial del DLR. En Europa, varios países han probado sistemas DLR desde hace algo más de dos décadas, algunos de ellos expandiendo su uso a varias líneas [4, 12], y más recientemente, la Comisión Europea ha promovido un proyecto para mejorar la capacidad de las interconexiones transfronterizas empleando DLR [13].

Uruguay ha integrado una gran cantidad de generación renovable no convencional en su sistema, consolidándose como líder en transición energética en Latinoamérica y ubicándose séptimo a nivel mundial [26]. Esta generación eólica y solar fotovoltaica se ha conectado al sistema de 150 kV , en zonas alejadas de los centros de carga, provocando que las líneas aéreas de esa tensión operen en valores de corriente más cercanos a sus SLR. Desde aproximadamente 2006, UTE comenzó sus primeras experiencias en el cálculo de ampacidad en tiempo real, implementando la operación de una línea de 150 kV con ampacidades dinámicas calculadas a partir de variables atmosféricas medidas en una estación meteorológica próxima a uno de sus extremos. Impulsado por la creciente penetración de generación renovable en el país, el uso de ampacidad dinámica se extendió posteriormente a más líneas aéreas, perfeccionándose la metodología mediante la incorporación de mediciones

Capítulo 1. Introducción

meteorológicas en ambos extremos y en puntos intermedios de las líneas [1].

Los sensores físicos para la estimación de la ampacidad presentan la ventaja de proporcionar medidas directas de variables como la flecha del conductor, la temperatura o la tensión mecánica en vanos críticos de la línea [1]. Sin embargo, estos sensores pueden ser costosos y difíciles de mantener, además de enfrentar problemas de comunicación [33]. En contraste, los métodos indirectos, como los basados en sincrofasores, ofrecen una solución más económica y simple. El procesamiento de datos de sincrofasores no requiere el despliegue de sensores distribuidos a lo largo de la línea, sino que aprovecha las mediciones de las PMU ya presentes en las subestaciones [30]. Las mediciones fasoriales obtenidas en ambos extremos de una línea aérea pueden usarse para calcular la resistencia promedio de la línea. A partir de la resistencia calculada, se puede estimar en tiempo real la temperatura del conductor. Estos resultados también pueden ser utilizados para identificar inconsistencias entre las mediciones puntuales y la condición general de la línea evaluada por otros métodos de ampacidad dinámica [9].

A pesar de estas ventajas, la implementación del uso de sincrofasores para DLR en condiciones reales de operación es aún incipiente y enfrenta varios desafíos, tales como la precisión en condiciones de baja carga y la correcta gestión de las incertidumbres en los datos durante el proceso de estimación térmica [9, 10, 34]. Además, un problema significativo es que los métodos basados en sincrofasores estiman la temperatura promedio del conductor a lo largo de la línea y no tienen la capacidad de identificar específicamente los vanos críticos donde la temperatura podría ser más alta, lo que puede poner en riesgo la seguridad y la fiabilidad del sistema, y podría requerir la instalación de sensores en vanos críticos.

El sistema de transmisión uruguayo cuenta con un importante despliegue de medidas de sincrofasores [29], ofreciendo una oportunidad atractiva para explorar las posibilidades de este método para la estimación en tiempo real de la temperatura promedio del conductor.

En este trabajo se analiza la aplicación de sincrofasores para la estimación de la temperatura del conductor de la línea de 150 kV TRI-ROD con conductor Hen, ubicada en la zona central del Uruguay.

Capítulo 2

Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

En este capítulo se presenta la determinación de los modelos típicos de las líneas de transmisión, junto con la definición de sus parámetros característicos. Se recomienda que el lector con experiencia en el tema consulte directamente el Capítulo 3, donde se analiza la variación de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión.

Las líneas de transporte de energía eléctrica se pueden modelar en secuencia positiva acorde a [2] mediante cuatro parámetros:

- Resistencia serie por unidad de longitud (r): representa las pérdidas por efecto Joule y por efecto skin.
- Inductancia serie por unidad de longitud (l): generada por la autoinductancia de los conductores y la inductancia mutua debida al enlace magnético entre ellos.
- Conductancia paralela por unidad de longitud (g): representa las pérdidas de potencia eléctrica en la aislación del conductor, transportándose corrientes mayores a las esperadas por el aislador del conductor (aire, platos de silicio o porcelana, aisladores soporte, etc). Este parámetro generalmente es despreciable en líneas aéreas de media y alta tensión, subiendo su efecto en casos de altas humedades o lluvia.
- Capacidad paralela por unidad de longitud (c): es el efecto generado por la diferencia de potencial existente entre los conductores de la línea y la tierra y entre los conductores de la línea entre sí. Este fenómeno puede modelarse considerando a los conductores y a la tierra como las “placas” de un condensador, utilizando el aire como medio dieléctrico. Como consecuencia, se generan corrientes de carga y descarga de los capacitores.

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

A partir del modelo de una línea de transmisión en parámetros distribuidos [2] se puede comprender cómo evolucionan la tensión y la corriente de una línea en función de la posición a lo largo de la línea respecto a sus extremos. Además se puede conocer el comportamiento de la línea en sus extremos a partir de la deducción de un modelo en parámetros concentrados.

Assumiendo líneas perfectamente transpuestas y a partir de un modelo de parámetros distribuidos se definen:

- $z = r + j\omega l$ como impedancia serie por unidad de longitud de una fase.
- $y = g + j\omega c$ como admitancia paralela por unidad de longitud de una fase.

La línea como conductor continuo se puede discretizar como una sucesión de infinitos cuadripolos infinitesimales, donde se manifiestan los efectos dados por la impedancia serie y la admitancia paralela, como se puede ver en la Figura 2.1 para uno de los cuadripolos. Considerando el comportamiento de la línea en sus extremos, se definen:

- V_S : tensión de la línea en el nodo emisor.
- V_R : tensión de la línea en el nodo receptor.
- I_S : corriente de la línea en el nodo emisor.
- I_R : corriente de la línea en el nodo receptor.

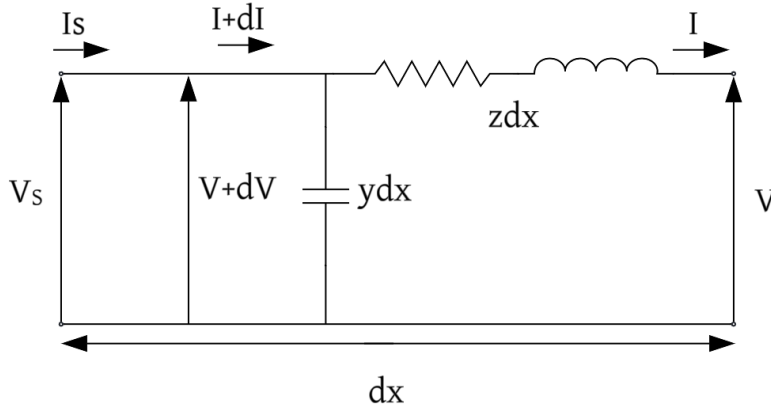


Figura 2.1: Modelo de la línea en parámetros distribuidos.

Para el siguiente desarrollo es importante destacar que se define el eje x con origen en el extremo receptor de la línea y que x aumenta de derecha a izquierda, según el esquema presentado (ver Figura 2.1). Considerando un cuadripolo infinitesimal de longitud dx , ubicado a una distancia x del extremo receptor, se puede calcular el diferencial de tensión $d\bar{V}$ entre sus terminales como:

$$d\bar{V} = \bar{z}dx \cdot \bar{I} \Rightarrow \frac{d\bar{V}}{dx} = \bar{z} \cdot \bar{I} \quad (2.1)$$

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

Por otra parte, el diferencial de corriente circulando por la admitancia se puede expresar de la siguiente manera:

$$d\bar{I} = \bar{y} dx \cdot \bar{V} \Rightarrow \frac{d\bar{I}}{dx} = \bar{y} \cdot \bar{V} \quad (2.2)$$

Derivando ambas ecuaciones respecto a la posición x y sustituyendo una en otra, se deducen las ecuaciones diferenciales que determinan la evolución de la tensión y la corriente como función de la distancia x :

$$\frac{d^2 \bar{V}}{dx^2} = \bar{y} \bar{z} \cdot \bar{V} \quad \frac{d^2 \bar{I}}{dx^2} = \bar{y} \bar{z} \cdot \bar{I} \quad (2.3)$$

A los efectos de la resolución de estas ecuaciones, se necesitará conocer al menos dos condiciones de borde. Si se considera conocida la tensión (V_R) y la corriente (I_R) en $x = 0$, la solución de las ecuaciones diferenciales es la siguiente:

$$\bar{V}(x) = \bar{V}_R \cdot ch(\bar{\gamma}x) + \bar{Z}_C \bar{I}_R \cdot sh(\bar{\gamma}x) \quad (2.4)$$

$$\bar{I}(x) = \frac{\bar{V}_R}{\bar{Z}_C} \cdot sh(\bar{\gamma}x) + \bar{I}_R \cdot ch(\bar{\gamma}x) \quad (2.5)$$

Donde:

- $\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{z} \cdot \bar{y}} = \alpha + j\beta$, es la constante de propagación; siendo α la constante de atenuación y β es la constante de fase.
- $\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}$, es la impedancia característica de la línea.

Si se evalúan las ecuaciones 2.4 y 2.5 a lo largo de la línea, estas muestran los perfiles de tensión y corrientes de la línea.

2.1.1. Modelado de la línea como un cuadripolo

A partir de las expresiones de tensión y corriente halladas previamente (ecuaciones 2.4 2.5), si se evalúan las mismas en la condición de borde $x = L$ (siendo L el largo de la línea), el sistema de ecuaciones se reduce a las siguientes expresiones:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R \cdot ch(\bar{\gamma}L) + \bar{Z}_C \bar{I}_R \cdot sh(\bar{\gamma}L) \quad (2.6)$$

$$\bar{I}_S = \frac{\bar{V}_R}{\bar{Z}_C} \cdot sh(\bar{\gamma}L) + \bar{I}_R \cdot ch(\bar{\gamma}L) \quad (2.7)$$

Comparando las ecuaciones 2.6 y 2.7 con la ecuación genérica que definen los cuadripolo en constantes generales ($\bar{A}$, $\bar{B}$, $\bar{C}$ y $\bar{D}$), es decir:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \bar{V}_2 + \bar{B} \bar{I}_2 \quad (2.8)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \bar{V}_2 + \bar{D} \bar{I}_2 \quad (2.9)$$

Combinando las ecuaciones 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9, se pueden deducir las constantes generales del cuadripolo, resultando en:

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

- $\bar{A} = ch(\bar{\gamma}x)$
- $\bar{B} = \bar{Z}_C \cdot sh(\bar{\gamma}L)$
- $\bar{C} = \frac{sh(\bar{\gamma}L)}{\bar{Z}_C}$
- $\bar{D} = ch(\bar{\gamma}x)$

Pasando del modelo de constantes generales a un modelo de cuadripolo II se llega a:

$$\bar{Z}_L = \bar{Z}_C \cdot sh(\bar{\gamma}L) \quad (2.10)$$

$$\frac{\bar{Y}_L}{2} = \frac{1}{\bar{Z}_C} \cdot tanh\left(\frac{\bar{\gamma}L}{2}\right) \quad (2.11)$$

El cuadripolo equivalente se representa en Figura 2.2:

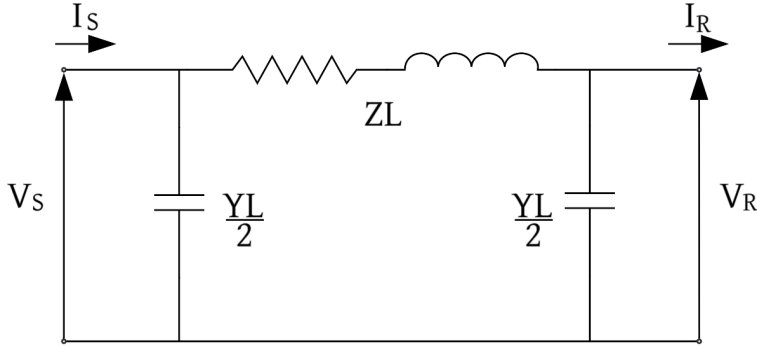


Figura 2.2: Cuadripolo II equivalente de la línea.

Modelo de línea de longitud larga

El modelo de línea larga está descrito con el cuadripolo II de la Figura 2.2 donde impedancia serie ($\bar{Z}_L$) y suceptancia ($\bar{Y}_L$) están dadas según las ecuaciones 2.10 y 2.11.

Modelo de línea de longitud media

Como se detalla en [2] si la línea tiene una longitud entre 100 km y 240 km, las ecuaciones 2.10 y 2.11 pueden simplificarse, sin pérdida de exactitud:

- $sh(\bar{\gamma}L) \approx \bar{\gamma}L$
- $tanh\left(\frac{\bar{\gamma}L}{2}\right) \approx \frac{\bar{\gamma}L}{2}$

Por tanto aplicando estas simplificaciones la impedancia serie y admitancia paralelo del cuadripolo II equivalente de la línea serán:

$$\bar{Z}_L = \bar{Z}_C \cdot \bar{\gamma}L = \bar{z} \cdot L = \bar{Z} = R + jX \quad (2.12)$$

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

$$\frac{\bar{Y}_L}{2} = \frac{1}{\bar{Z}_C} \cdot \frac{\bar{\gamma}L}{2} = \bar{y} \cdot L = \bar{Y} = G + jB \quad (2.13)$$

Bajo estas aproximaciones, existe una correlación directa entre los parámetros concentrados de la línea y los parámetros distribuidos.

Modelo de línea de longitud corta

Acorde a [2] si la línea tiene una longitud menor a 80 km, se realiza la simplificación :

- $sh(\bar{\gamma}L) \approx \bar{\gamma}L$
- $tanh(\frac{\bar{\gamma}L}{2}) \approx 0$

Por tanto se tiene:

$$\bar{Z}_L = \bar{Z}_C \cdot \bar{\gamma}L = \bar{z} \cdot L = \bar{Z} \quad (2.14)$$

$$\frac{\bar{Y}_L}{2} = 0 \quad \frac{1}{\Omega} \quad (2.15)$$

Modelo a utilizar

En la presente tesis se emplea el modelo de línea de longitud media, debido a la longitud de las líneas estudiadas (ver Sección A.2). Adicionalmente es necesario determinar la relación entre las variables $\bar{Z}_L$ y $\bar{Y}_L$ en función de los datos disponibles, es decir, los fasores de tensión y corriente en los extremos de la línea.

Aplicando las leyes de Kirchhoff al circuito de la Figura 2.2 se derivan las siguientes ecuaciones:

En el nodo S se cumple:

$$\bar{I}_S = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 \quad (2.16)$$

Siendo $\bar{I}_2$ la corriente que circula por la admitancia serie y $\bar{I}_1$ la corriente que circula por la admitancia paralela en el nodo S :

$$\bar{I}_1 = \bar{V}_S \frac{\bar{Y}_L}{2} \quad (2.17)$$

De manera análoga, en el nodo R :

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_R + \bar{I}_3 \quad (2.18)$$

Siendo $\bar{I}_3$ la corriente que circula por la admitancia paralela en el nodo R :

$$\bar{I}_3 = \bar{V}_R \frac{\bar{Y}_L}{2} \quad (2.19)$$

Sustituyendo 2.17, 2.19 y 2.18 en 2.16, se obtiene:

$$\bar{I}_S = \bar{I}_1 + \bar{I}_R + \bar{I}_3 = \bar{V}_S \frac{\bar{Y}_L}{2} + \bar{I}_R + \bar{V}_R \frac{\bar{Y}_L}{2} \quad (2.20)$$

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

Despejando $\bar{Y}_L$ de la expresión anterior, se obtiene:

$$\bar{Y}_L = 2 \left(\frac{\bar{I}_S - \bar{I}_R}{\bar{V}_R + \bar{V}_S} \right) \quad (2.21)$$

Por otra parte, la ecuación de caída de tensión en la impedancia serie está dada por:

$$\bar{V}_S - \bar{V}_R = \bar{Z}_L \bar{I}_2 \quad (2.22)$$

Sustituyendo 2.19 en 2.18, se obtiene:

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_R + \bar{I}_3 = \bar{I}_R + \bar{V}_R \frac{\bar{Y}_L}{2} \quad (2.23)$$

Utilizando el valor de $\bar{Y}_L$ obtenido en 2.21 y sustituyéndolo en 2.23, se obtiene la siguiente expresión para la corriente:

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_R + \bar{V}_R \left(\frac{\bar{I}_S - \bar{I}_R}{\bar{V}_R + \bar{V}_S} \right) = \frac{\bar{V}_S \bar{I}_R + \bar{V}_R \bar{I}_S}{\bar{V}_R + \bar{V}_S} \quad (2.24)$$

Sustituyendo 2.24 en 2.22, se obtiene la expresión intermedia:

$$\bar{V}_S - \bar{V}_R = \bar{Z}_L \left(\frac{\bar{V}_S \bar{I}_R + \bar{V}_R \bar{I}_S}{\bar{V}_R + \bar{V}_S} \right) \quad (2.25)$$

Finalmente, despejando $\bar{Z}_L$, se obtiene la ecuación de la impedancia serie:

$$\bar{Z}_L = \frac{\bar{V}_S^2 - \bar{V}_R^2}{\bar{V}_S \bar{I}_R + \bar{V}_R \bar{I}_S} \quad (2.26)$$

2.1.2. Conductores

En la construcción de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica se usan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos alrededor de un hilo central. Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer tres características principales:

1. Tener una baja resistencia eléctrica, para evitar pérdidas por efecto Joule.
2. Tener una alta resistencia mecánica, para soportar los esfuerzos permanentes o accidentales.
3. Tener un costo razonable.

Los materiales que satisfacen estas condiciones son pocos: el cobre, el aluminio, las aleaciones de aluminio y el aluminio-acero, que son los más utilizados normalmente en la transmisión de energía eléctrica.

Pese a la menor resistencia eléctrica y superiores aptitudes mecánicas, el cobre ha dejado de ser utilizado en la construcción de líneas aéreas, especialmente en alta y muy alta tensión.

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

El aluminio y sus aleaciones son los conductores más usados, siendo las más comercializadas:

- Cables homogéneos de aluminio puro (AAC).
- Cables homogéneos de aleación de aluminio (AAAC).
- Cables mixtos de aluminio con núcleo de acero (ACSR).
- Conductor de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR).

2.1.3. Disposiciones de conductores en líneas de transmisión

Los parámetros de las líneas de transmisión están fuertemente ligados a la disposición geométrica de los conductores en las torres de transmisión, por tanto en función de qué disposición se utilice sus valores pueden variar. A continuación se muestran las cuatro disposiciones típicas de los conductores [3]:

- Coplanar horizontal.
- Coplanar vertical.
- Triangular horizontal.
- Triangular vertical.

Coplanar horizontal: es la que minimiza la altura máxima de la torre, corresponde a un mayor ancho, y en consecuencia mayor franja de servidumbre. Se utiliza en altas tensiones y grandes vanos. Las torres bajas son solicitadas por menor momento y resultan de tamaños y pesos menores que con otras disposiciones (ver Figura 2.3).



Figura 2.3: Disposición coplanar horizontal. Imagen extraída de [3].

Coplanar vertical: da a las torres valores de alturas máximas. Se utiliza para corredores estrechos en los cuales no se cuenta con un gran ancho disponible. Como ventaja permite circuitos dobles en una única torre (ver figuras 2.4 y 2.5)



Figura 2.4: Disposición coplanar vertical simple terna. Imagen extraída de [3].

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

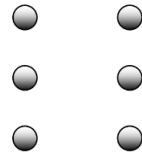


Figura 2.5: Disposición coplanar vertical doble terna. Imagen extraída de [3].

Triangular horizontal: da alturas de torres intermedias, los corredores son un poco más anchos. Se utiliza en tensiones medias con aisladores rígidos (ver Figura 2.6).

Triangular vertical: da alturas de torre algo mayores y se usa en niveles de voltaje mayores, también estas configuraciones pueden admitir una única terna en la torre (ver Figura 2.7).



Figura 2.6: Disposición triangular horizontal, simple terna. Imagen extraída de [3].

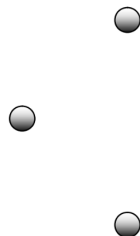


Figura 2.7: Disposición triangular vertical, simple terna. Imagen extraída de [3].

2.1.4. Hipótesis consideradas para la determinación de los parámetros de las líneas de transmisión

Para la determinación de los parámetros por unidad de longitud se consideraron las siguientes hipótesis:

- Por los hilos de guardia no circula carga, por tanto no se consideran en los cálculos de la capacitancia e inductancia por unidad de longitud.
- La línea se considera con una transposición perfecta según el diagrama mostrado en la Figura 2.8.
- El sistema trifásico de corrientes que circula por la línea se considera equilibrado y balanceado.

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

- No se considerara el efecto corona para el cálculo de la conductancia (g).
- Se aproximó los conductores por cilindros macizos.

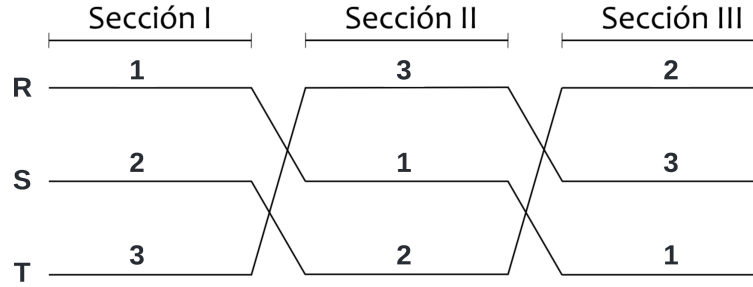


Figura 2.8: Esquema de transposición. Imagen extraída de [35].

2.1.5. Resistencia

La resistencia efectiva serie de la línea modela la potencia disipada en forma de calor de los conductores. La resistencia efectiva se calcula como [35]:

$$R_{ef} = \frac{\text{Potencia disipada en conductores}}{|\bar{I}|^2} \Omega \quad (2.27)$$

Donde la potencia esta en watts (W) e I es la corriente en rms en amperes (A_{RMS}).

La resistencia efectiva es igual a la resistencia en dc de un conductor solo si la distribución de corriente en el conductor es uniforme. La resistencia R_{ef} no coincide con la resistencia en corriente continua (R_{dc}) que está dada por la siguiente fórmula:

$$R_{dc} = \frac{\rho l}{A} \Omega \quad (2.28)$$

donde:

- ρ = resistividad el material.
- l =largo del conductor.
- A =sección trasversal del conductor.

Esto se debe principalmente a tres factores:

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

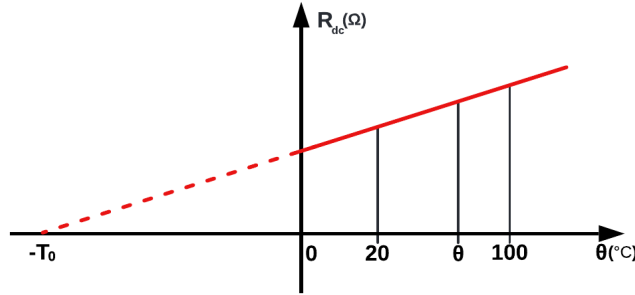


Figura 2.9: Variación de la resistencia con la temperatura. Extraída y modificada de [15].

Variación de la resistencia con la temperatura

La evolución de la resistencia eléctrica de un metal puro en función de la temperatura en un intervalo de operación comprendido entre 0° y 100° se puede considerar lineal según muestra la Figura 2.9 [15].

Aplicando semejanza de triángulos se puede obtener la siguiente relación:

$$\frac{R_{dc}(20)}{20 + T_0} = \frac{R_{dc}(\theta)}{\theta + T_0} \quad (2.29)$$

Donde:

- θ = temperatura del conductor expresada en ($^\circ C$).
- $R_{dc}(\theta)$ = resistencia en corriente continua a la temperatura θ (en Ω).
- $R_{dc}(T_0)$ = resistencia en corriente continua a la temperatura T_0 (en Ω).

Por tanto, conocido el valor T_0 y la resistencia a una temperatura de $20^\circ C$, se puede calcular el valor de la resistencia a cualquier otra temperatura θ , mediante la Ecuación 2.29. Así para el cobre recocido 100 % de conductividad, $T_0 = 234,5^\circ C$, y para el aluminio estirado en frío de 61 % de conductividad, $T_0 = 228^\circ C$.

Desarrollando la Ecuación 2.29 resulta:

$$R_{dc}(\theta) = R_{dc}(20) \cdot [1 + \alpha(\theta - 20)] \quad (2.30)$$

Donde:

$$\alpha = \frac{1}{20 + T_0}$$

Por lo que:

$$\alpha_{Al} = 0,004032^\circ C^{-1} \quad \alpha_{Cu} = 0,003929^\circ C^{-1}$$

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

Influencia del efecto pelicular sobre la resistencia

La corriente continua se distribuye uniformemente por la sección transversal del conductor, sin embargo, cuando la corriente que circula es alterna se origina un campo magnético variable $\vec{H}$. Este campo induce fuerzas electromotrices en el conductor, que dan origen a corrientes inducidas de acuerdo con la Figura 2.10

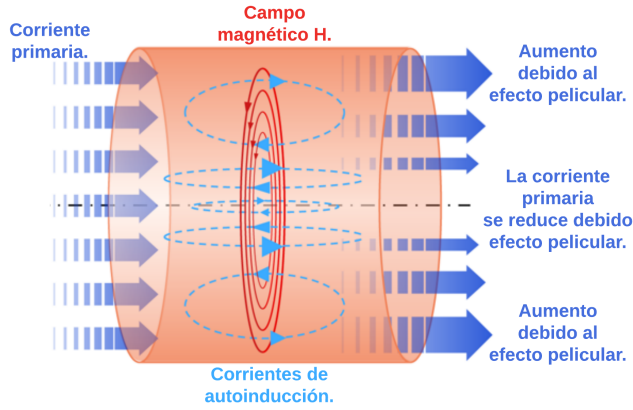


Figura 2.10: Efecto pelicular en un conductor. Imagen extraída y traducida desde [27].

Para frecuencias crecientes aumentan también las corrientes inducidas, disminuyendo la densidad de corriente en la sección central del conductor y aumentando en su periferia como se ilustra en la Figura 2.10. Este fenómeno se conoce como efecto pelicular y da lugar a un aumento de resistencia sobre el conductor según [15]:

$$R_{ac}(\theta) = R_{dc}(\theta) \cdot [1 + 7,5 \cdot f^2 \cdot D_{ext}^4 \cdot 10^{-7}] \quad (2.31)$$

donde:

- $R_{ac}(\theta)$ = resistencia en corriente alterna a la temperatura θ (en Ω).
- $R_{dc}(\theta)$ = resistencia en corriente continua a la temperatura θ (en Ω).
- f = frecuencia de la corriente (Hz).
- D_{ext} = diámetro del conductor (cm).

2.1.6. Inductancia

La inductancia está definida mediante la siguiente ecuación:

$$v = L \cdot \frac{di}{dt} \quad (2.32)$$

donde:

- v = caída de tensión que aparece en un conductor.

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

- i = es la corriente que atraviesa el mismo conductor.
- L = es el factor de escala que relaciona v y $\frac{di}{dt}$.

En una línea de transmisión la caída de tensión que aparece en una unidad de longitud del conductor j debido a él y a la existencia de los otros n conductores esta dada por:

$$\Delta v_j = L_j \frac{di_j}{dt} + \sum_{k=1, k \neq j}^n L_{jk} \frac{di_k}{dt} \quad (2.33)$$

Donde:

- $L_j = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{1}{GMR_j}$ es la impedancia propia del conductor j con radio r , y el GMR_j representa el radio geométrico medio del conductor j , el cual se determina como $GMR_j = e^{\frac{-1}{4}} \cdot r_j$.
- $L_{jk} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{1}{D_{jk}}$ es la inductancia mutua entre los conductores j y k , distanciados D_{jk}

Para el cálculo teórico de la inductancia, no se considera la variación de la misma con la altura de los conductores respecto al suelo. Sin embargo, este efecto sí se tiene en cuenta al utilizar el software ATP en las siguientes secciones.

Como se puede observar, esta caída de tensión depende directamente de la disposición geométrica de los conductores, discutida previamente en la Subsección 2.1.3. Si se tuviese una disposición equilátera (disposición triangular equilátera) entre los conductores, la caída de tensión a lo largo de un conductor de una longitud unitaria sería igual para todas las fases. Por lo tanto, se podría calcular directamente la inductancia equivalente por fase. Sin embargo, si no se cuenta con una disposición equilátera, es necesario recurrir a la trasposición. Esto consiste en alternar los conductores en las distintas posiciones posibles de la torre, equilibrando así los efectos electromagnéticos en cada sección de trasposición y obteniendo caídas de tensión iguales por fase.

Para determinar la caída de tensión total para el conductor de la fase j de una línea traspuesta se determina la caída de tensión que experimenta este conductor en cada sección ($\Delta v_{j\text{Sección } k}$) y luego se promedian estos valores, es decir:

$$\Delta v_j = \frac{1}{3} \cdot (\Delta v_{j\text{Sección } I} + \Delta v_{j\text{Sección } II} + \Delta v_{j\text{Sección } III})$$

Y usando la Ecuación 2.32 se puede determinar la inductancia por fase y por unidad de longitud de la línea de transmisión.

2.1.7. Capacitancia

Se tomaron como referencias las formulas de capacitancia de [35]. La capacitancia entre dos conductores esta dada por la relación:

$$C = \frac{q}{\Delta V} \quad (2.34)$$

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

donde q es el valor absoluto de la carga de cada conductor y ΔV la diferencia de potencial entre ellos.

La capacitancia para una línea de dos conductores acorde a [35] está determinada por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} \quad (2.35)$$

Donde:

- D es la distancia entre los conductores expresada en metros.
- r es el radio de los conductores expresada en metros.

Sean n conductores, si se consideran dos conductores del conjunto, denotados como j y k , la diferencia de potencial entre ellos, debida a la carga presente en los demás conductores, está dada por la siguiente expresión:

$$v_{jk} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{m=1}^n q_m \ln \frac{D_{jm}}{D_{km}} \quad (2.36)$$

Donde:

- D_{jm} representa la distancia entre los conductores j y m en metros.
- D_{km} representa la distancia entre los conductores k y m en metros.
- En el caso donde $m = k$ o $m = j$, $D_{km} = D_{jm} = D_{mm} = r_m$ siendo este último el radio del conductor en metros.

Si se tiene una línea con disposición triangular equilátera, se procede de la siguiente forma para determinar la capacitancia equivalente fase neutro:

1. Se calcula la caída de tensión entre los conductores R y S y entre R y T según la Ecuación 2.36 .
2. Observando la Figura 2.11 se obtienen las siguientes identidades:

$$\begin{aligned} a) \quad \bar{V}_{RS} &= \sqrt{3} \bar{V}_{Rn} \cdot e^{j30^\circ} \\ b) \quad \bar{V}_{RT} &= \sqrt{3} \bar{V}_{Tn} \cdot e^{-j30^\circ} \\ c) \quad \bar{V}_{RS} + \bar{V}_{RT} &= 3\bar{V}_{Rn} \end{aligned}$$

Operando con los 2 puntos anteriores y la Ecuación 2.36 se puede llegar a calcular el valor de la capacitancia por unidad de longitud fase neutro de la línea. Para una línea con disposición triangular vertical equilátera, en la cual no se considera el efecto de la tierra la capacitancia fase-neutro está dada según [35] acorde a la siguiente ecuación:

$$C_{1n} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} \quad (2.37)$$

Donde:

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

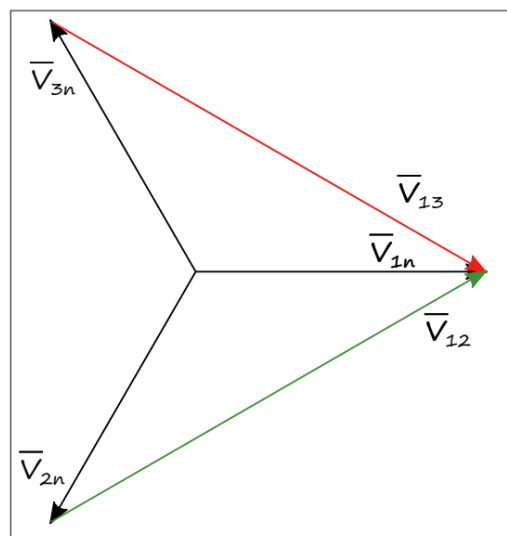


Figura 2.11: Diagrama fasorial de las tensiones del sistema trifásico. Imagen extraída de [35].

- D es la distancia entre los conductores expresada en metros.
- r es el radio de los conductores expresada en metros.

En el caso en que la línea no sea equilátera, se tiene el mismo problema que con la inductancia, ya no se puede considerar una distribución equilibrada en las fases. Con la transposición de las fases se mitiga este efecto. En este caso, se hallan las tensiones $\bar{V}_{RS}$ y $\bar{V}_{RT}$ para las tres secciones mostradas en la Figura 2.8 utilizando el método explicado anteriormente y finalmente se calcula el promedio de las tres tensiones para llegar al valor de la capacitancia por unidad de longitud.

Efecto de la tierra en la capacitancia

El suelo sobre el que está la línea puede verse como una superficie equipotencial infinita, por lo que el campo eléctrico de la línea se ve afectado siendo forzado a ser perpendicular a la superficie. Para el tratamiento de este caso, se aplica el método de las imágenes; este consiste en reemplazar el efecto de la superficie equipotencial por el de un conductor simétrico al existente respecto a dicha superficie. De esta forma las líneas de campo eléctrico se deforman de la misma manera [35].

En la Figura 2.12 se muestra como es el modelo a utilizar en la línea del caso de estudio definido en la Subsección 2.1.4 con sus cargas imágenes y remarcando las distancias relevantes para el cálculo de la capacitancia por unidad de longitud.

2.1. Modelado en parámetros distribuidos

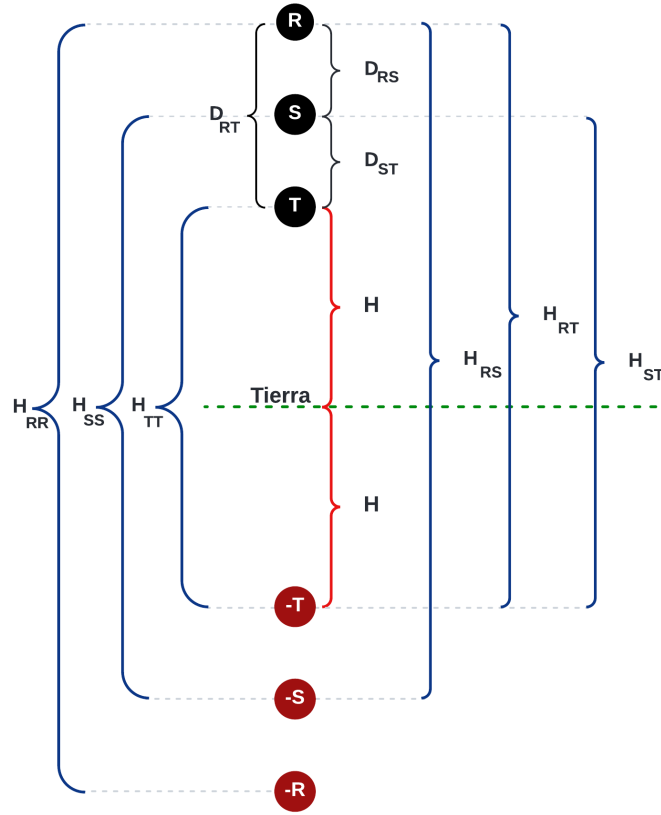


Figura 2.12: Corte transversal de conductores conformando la línea del caso de estudio.

2.1.8. Conductancia (g)

La resistencia del aislamiento de una línea aérea en condiciones de tiempo seco es normalmente muy elevada. Sin embargo, siempre existe una corriente de fuga entre el conductor y la tierra, lo que ocasiona pérdidas de potencia. En condiciones de tiempo húmedo, la resistencia del aislamiento disminuye, dando lugar a corrientes de fuga mayores y, en consecuencia, mayores pérdidas de potencia [15]. Para este estudio, no se toma en consideración el efecto corona como fue mencionado en las hipótesis, ya que este tiene un impacto más significativo en líneas de transmisión de Extra Alta Tensión (*EAT*), las cuales no están dentro del objetivo de este estudio.

Aunque la conductancia aumenta significativamente cuando la contaminación y la humedad se incrementan, a efectos de diseño, en lo que respecta a la caída de tensión, el efecto de la conductancia suele despreciarse. Para líneas de tensiones superiores a los 120 *kV* los valores de conductancia son del orden siguiente:

- Tiempo seco: $g \in [10, 100] \frac{nS}{km}$
- Tiempo húmedo: $g \in [100, 300] \frac{nS}{km}$

Capítulo 2. Modelado y análisis teórico de las líneas de transmisión

Tabla 2.1: Orden de magnitud de las pérdidas en los aisladores de una línea aérea.

Tiempo	Pérdidas (W)	g (pS/km) @ $U = 150$ kV
Seco	1 - 3	44,4 - 133,3
Húmedo	5 - 20	222,2 - 888,9

Se define la conductancia por unidad de longitud como la inversa de la resistencia de aislamiento R_{ais} [15]:

$$g = \frac{1}{R_{ais}} \quad (2.38)$$

Nótese, que en la Ecuación 2.38, la resistencia de aislamiento por unidad de longitud se expresa en unidades de $\frac{\Omega}{km}$.

La pérdida de potencia por fase, originada por esta resistencia de aislamiento cuando la corriente de fuga circula a través de ella, tiene por valor:

$$P_{ais\ 1\ fase} = R_{ais} \cdot I_{fugas}^2 = R_{ais} \cdot \left(\frac{U}{\sqrt{3}R_{ais}} \right)^2 = \frac{U^2}{3} \cdot g$$

Donde:

- g = conductancia expresada en $\frac{S}{km}$.
- U = tensión de la línea expresada en kV.

Por lo tanto para una línea de un circuito trifásico, la potencia total de pérdidas por aislación es:

$$P_{ais} = U^2 \cdot g \quad (2.39)$$

O lo que es lo mismo, la conductancia total de la línea trifásica que está dada por:

$$g = \frac{P_{ais}}{U^2} \frac{S}{km} \quad (2.40)$$

Para su estimación es necesario conocer la pérdida de aislamiento de las cadenas de aisladores que componen la línea. En la Tabla 2.1 se muestran las pérdidas de las cadenas de aisladores de tipo normal [15].

Se puede observar que el orden de magnitud de g ($\frac{pS}{km}$) es inferior al orden que aporta la parte capacitiva, que ronda en el orden de decenas a centenas de $\frac{nS}{km}$ para líneas del caso de estudio. Adicionalmente no se analizará a profundidad este parámetro debido a que su valor no presenta variaciones significativas respecto a la temperatura.

Capítulo 3

Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

En el Capítulo 2 se detalla el método de cálculo de los parámetros de las líneas de transmisión. El objetivo de este capítulo es analizar un caso particular y examinar cómo impacta la variación de la temperatura de los conductores en los parámetros de la línea de transmisión. Para ello, se considerarán las siguientes hipótesis de trabajo:

1. El estudio se realizará para un rango de temperatura comprendido entre los $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $90\text{ }^{\circ}\text{C}$.
2. La disposición geométrica de la línea a estudiar se muestra en la Figura 3.1, la cual tiene una disposición de conductores coplanar vertical de un circuito.
3. Las medidas geométricas se tomaron como ejemplo de la línea *BOB-YOU*, cuyos detalles se presentan en el apéndice A.2.
4. Las distancias entre los conductores siempre se mantienen constantes (D_{RS} , D_{ST} y D_{RT}).
5. Se cuenta con el ensayo de r_{dc} ($\frac{\Omega}{km}$).
6. Los conductores como aproximación se modelan como un cilindro macizo de aluminio.
7. Solo para el caso de la inductancia y capacitancia se considera que el radio del conductor sufre dilatación lineal debido a la temperatura.
8. La altura H mostrada en la Figura 3.1 varía según la curva de la catenaria, la cual depende de varios parámetros constructivos de la línea (ver Sección A.2) y de la temperatura.

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

9. Para la curva de la catenaria se considera un vano típico a nivel sin desnivel en el piso.

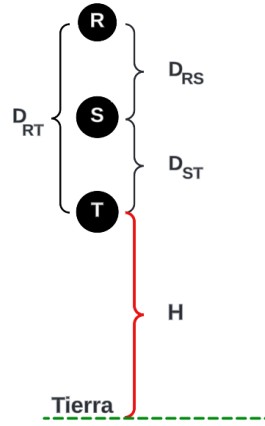


Figura 3.1: Disposición geométrica de los conductores de la línea del caso de estudio.

3.1. Resistencia

Se analizará cómo varía y cuál es la sensibilidad ante variaciones en la temperatura para un conductor de una unidad de longitud, partiendo de la resistencia dc de un conductor (es decir, $\frac{\Omega}{km}$). Solo se consideran los efectos descritos en la Subsección 2.1.5. Por tanto, combinando las ecuaciones 2.30 y 2.31, la expresión final de la resistencia está dada por:

$$r_{ac}(\theta) = r_{dc}(20) \cdot [1 + \alpha(\theta - 20)] \cdot [1 + 7,5 \cdot f^2 \cdot D_{ext}^4 \cdot 10^{-7}] \quad (3.1)$$

donde:

- $r_{dc}(20)$ = resistencia en corriente continua a temperatura $20\text{ }^{\circ}C$ (en $\frac{\Omega}{km}$), en este caso esta dada mediante un ensayo (ver en el apéndice A.2) .
- θ = temperatura de operación en $^{\circ}C$.
- f = frecuencia de operación en Hz .
- D_{ext} = diámetro de los conductores en cm .

Dependencia con la temperatura

En la Figura 3.2 se muestra cómo evolucionan los valores de las resistencias r_{ac} y r_{dc} a medida que la temperatura varía en el rango de estudio, mostrando como referencia el valor de la resistencia de ensayo $r_{dc}@20\text{ }^{\circ}C$. Se observa que las

3.1. Resistencia

resistencias incrementan aproximadamente sus valores en un 28 % respecto a sus valores a 20 °C.

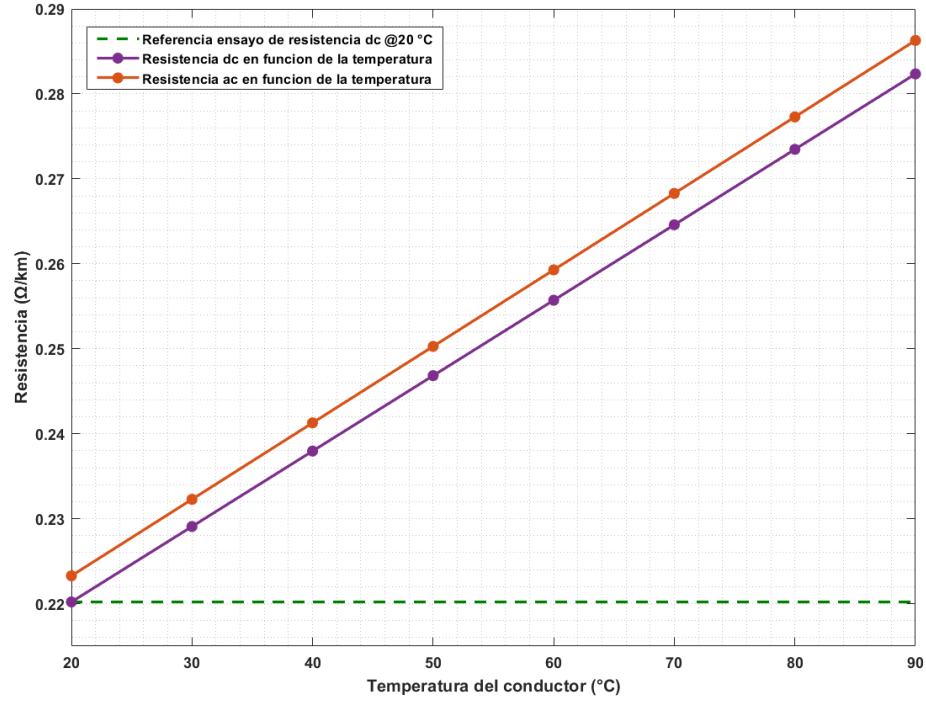


Figura 3.2: Comparativa de valores obtenidos del estudio de variación de resistencia en función de la temperatura para la línea de ejemplo planteada.

3.1.1. Sensibilidad respecto a la temperatura

El objetivo de este estudio es determinar qué tan sensible es la resistencia ante variaciones de temperatura, para la determinación de la misma se utiliza la siguiente definición de sensibilidad:

$$S_{r_{dc}}(\theta) = \left| \frac{\partial r_{ac}(\theta)}{\partial \theta} \right| \cdot \frac{\theta}{r_{ac}(\theta)} \quad (3.2)$$

Esta definición representa que si la temperatura varía una cantidad porcentual de $\frac{d\theta}{\theta}$ la resistencia ac variaría porcentualmente una cantidad $S_{r_{dc}}(\theta) \frac{d\theta}{\theta}$.

Los resultados se esquematizan en la Figura 3.3.

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

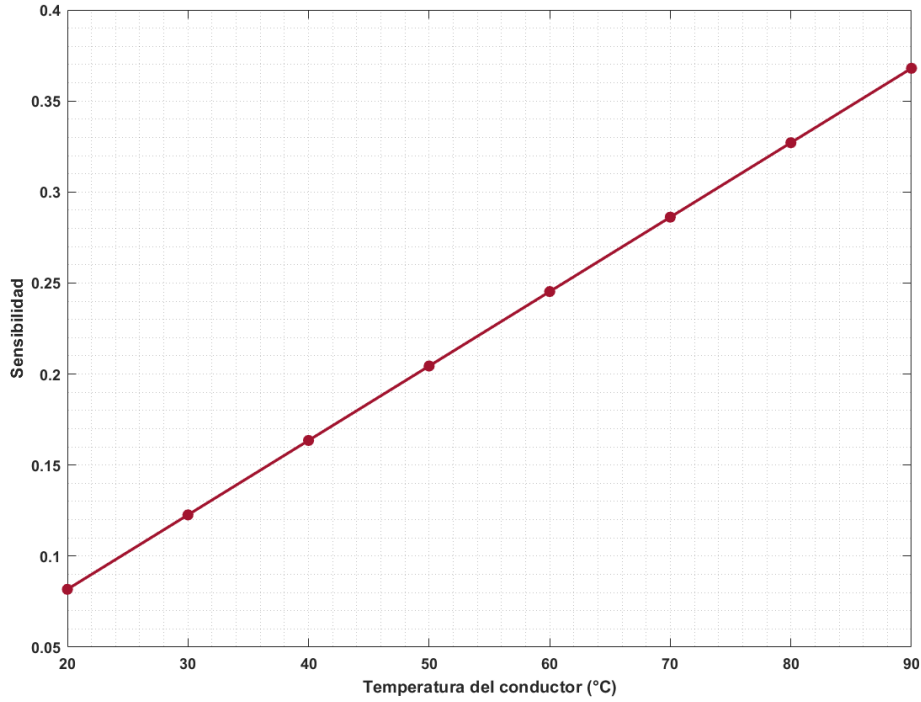


Figura 3.3: Comparativa de la sensibilidad con respecto a la temperatura para ambas líneas de estudio.

3.2. Inductancia

En la Subsección 2.1.6 se detalló el procedimiento para el cálculo de la inductancia, siguiendo el esquema de la Figura 3.1 se realizará el cálculo de la inductancia por unidad de longitud:

Se calcula la caída de tensión que aparece en el conductor R debido a la presencia de él y la de los conductores S y T para cada sección de transposición.

- Sección I:

$$\Delta v_{RI} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left[\ln \frac{1}{GMR} \frac{di_R}{dt} + \ln \frac{1}{D_{RS}} \frac{di_S}{dt} + \ln \frac{1}{D_{RT}} \frac{di_T}{dt} \right]$$

- Sección II:

$$\Delta v_{RII} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left[\ln \frac{1}{GMR} \frac{di_R}{dt} + \ln \frac{1}{D_{RT}} \frac{di_S}{dt} + \ln \frac{1}{D_{ST}} \frac{di_T}{dt} \right]$$

- Sección III:

$$\Delta v_{RIII} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left[\ln \frac{1}{GMR} \frac{di_R}{dt} + \ln \frac{1}{D_{ST}} \frac{di_S}{dt} + \ln \frac{1}{D_{RS}} \frac{di_T}{dt} \right]$$

3.2. Inductancia

Promediando estos últimos tres resultados y que tenemos un sistema trifásico perfecto se llega a:

$$\Delta v_R = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left[\ln \frac{\sqrt[3]{D_{RT}D_{RS}D_{ST}}}{GMR} \frac{di_R}{dt} \right]$$

Por tanto usando la Ecuación 2.32 :

$$l_R = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left[\ln \frac{\sqrt[3]{D_{RT}D_{RS}D_{ST}}}{GMR} \right] \quad (3.3)$$

Debido a la existencia de transposición $l_R = l_S = l_T$.

3.2.1. Dependencia con la temperatura

En la Ecuación 3.3 se puede ver la expresión de la inductancia por unidad de longitud para la línea del caso de estudio; dadas las hipótesis que se consideraron para este estudio se concluye que la única variación posible de la inductancia estará dada por la dilatación térmica del radio del conductor, puesto que $GMR = e^{-\frac{1}{4}} \cdot r$.

Para el análisis, se modeló el conductor como un cilindro macizo de aluminio y se determinó la dilatación de su radio como consecuencia de la variación de temperatura. De esta forma, dicha dilatación puede considerarse una cota superior respecto a la que presentaría el conductor real, dada la forma en que está construido.

Habiendo analizado esto se procede a evaluar la Ecuación 3.3 para el rango de temperaturas de interés (20 a 90 °C) obteniéndose así los resultados mostrados en la Figura 3.4. Se observa que la inductancia decrece aproximadamente su valor en un 0,01 % respecto a su valores a 20 °C. Se observó que, incluso considerando que la variación de la dilatación de los conductores representa una cota superior, el impacto que esta tiene sobre la inductancia no resulta significativo.

3.2.2. Sensibilidad respecto a la temperatura

El objetivo de este estudio es determinar qué tan sensible es la inductancia ante variaciones de temperatura, para la determinación de la sensibilidad se utiliza la siguiente definición de sensibilidad:

$$S_l(\theta) = \left| \frac{\partial l(\theta)}{\partial \theta} \right| \cdot \frac{\theta}{l(\theta)} \quad (3.4)$$

Análogamente al caso de la resistencia, esta definición representa que si la temperatura varía una cantidad porcentual de $\frac{d\theta}{\theta}$ la inductancia variaría porcentualmente una cantidad $S_l(\theta) \frac{d\theta}{\theta}$.

Los resultados se esquematizan en la Figura 3.5.

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

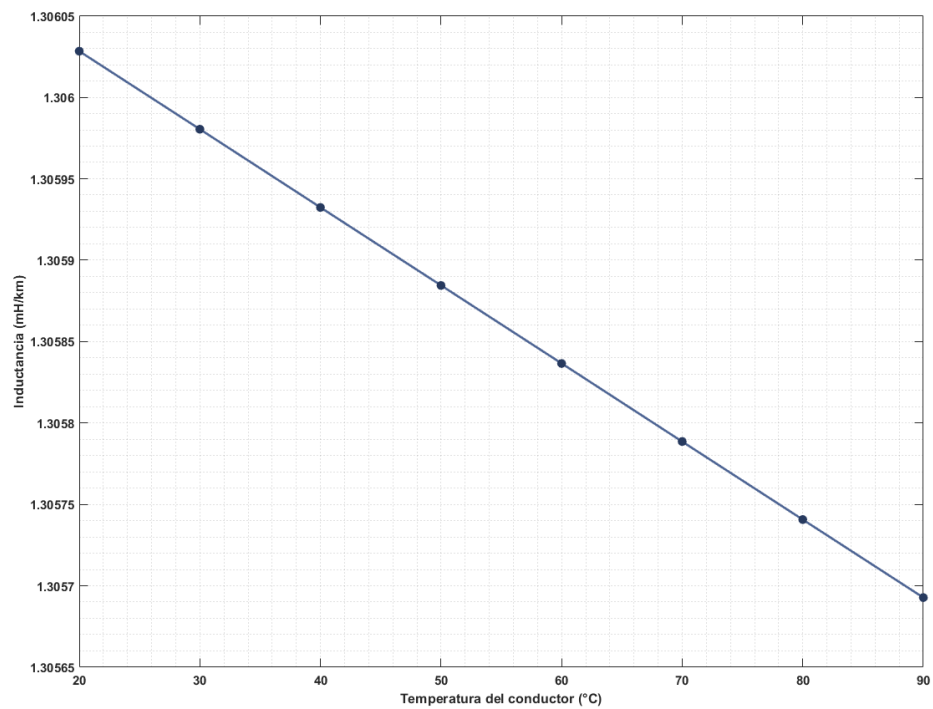
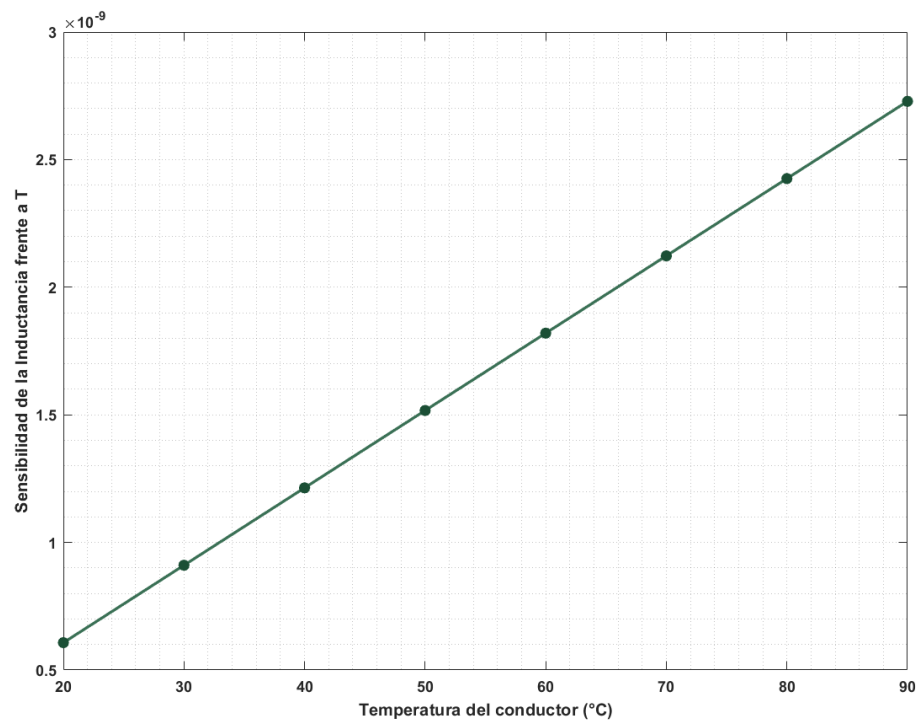


Figura 3.4: Resultados de como varía la inductancia con la temperatura.



24 Figura 3.5: Resultados de sensibilidad para la inductancia por unidad de longitud.

3.3. Capacitancia

Siguiendo el procedimiento de la sección anterior se procede a calcular la capacitancia por unidad de longitud de la línea con características discutidas en la Subsección 2.1.4.

- Tramo I:

$$v_{RSI} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_R \ln \frac{D_{SR} \cdot H_{RR}}{r \cdot H_{SR}} + q_S \ln \frac{r \cdot H_{RS}}{D_{RS} \cdot H_{SS}} + q_T \ln \frac{D_{ST} \cdot H_{RT}}{D_{RT} \cdot H_{ST}} \right]$$

- Tramo II:

$$v_{RSII} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_R \ln \frac{D_{RT} \cdot H_{TT}}{r \cdot H_{RT}} + q_S \ln \frac{r \cdot H_{RT}}{D_{RT} \cdot H_{RR}} + q_T \ln \frac{D_{RS} \cdot H_{ST}}{D_{ST} \cdot H_{RS}} \right]$$

- Tramo III:

$$v_{RSIII} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_R \ln \frac{D_{ST} \cdot H_{SS}}{r \cdot H_{ST}} + q_S \ln \frac{r \cdot H_{ST}}{D_{ST} \cdot H_{TT}} + q_T \ln \frac{D_{RT} \cdot H_{ST}}{D_{SR} \cdot H_{TR}} \right]$$

Análogamente para v_{RT} en cada tramo, promediando a cada una de estas caídas se obtiene $\bar{V}_{RS}$ y $\bar{V}_{RT}$ y a su vez si se suman estos resultados como se indica en la Subsección 2.1.7 se determina:

$$\bar{V}_{Rn} = \frac{1}{3} \frac{q_R}{2\pi\epsilon_0} \left[3 \ln \frac{GMD}{r} - 3 \ln \frac{\sqrt[3]{H_{RS} \cdot H_{RT} \cdot H_{ST}}}{\sqrt[3]{H_{RR} \cdot H_{SS} \cdot H_{TT}}} \right]$$

Por tanto usando la Ecuación 2.34 queda determinada la capacidad por unidad de longitud equivalente fase neutro, que es igual para cada fase del sistema:

$$c_{Rn} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{GMD}{r} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{RS} \cdot H_{RT} \cdot H_{ST}}}{\sqrt[3]{H_{RR} \cdot H_{SS} \cdot H_{TT}}}} \quad (3.5)$$

Donde:

- $GMD = \sqrt[3]{D_{RS} \cdot D_{RT} \cdot D_{ST}}$ expresado en metros.
- r = radio del conductor expresado en metros.
- Las distancias H_{ij} ($i, j \in [R, S, T]$) son las subyacentes de utilizar el método de las imágenes, donde representa la distancia entre la carga real i y la carga imaginaria (j) expresadas en metros.

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

3.3.1. Dependencia con la temperatura

En la Ecuación 3.5 se puede ver la expresión de la capacitancia por unidad de longitud para la línea del caso de estudio. Dadas las hipótesis del estudio se tienen dos fuentes de variación de dicho valor, la dilatación térmica del conductor (la cual se detalló en Subsección 3.2.1) y la variación de la altura (la cual se detalla en Sección 4.5) la cual varía a lo largo del vano y para diferentes temperaturas. En la Figura 3.6 se muestra cómo varía este parámetro H .

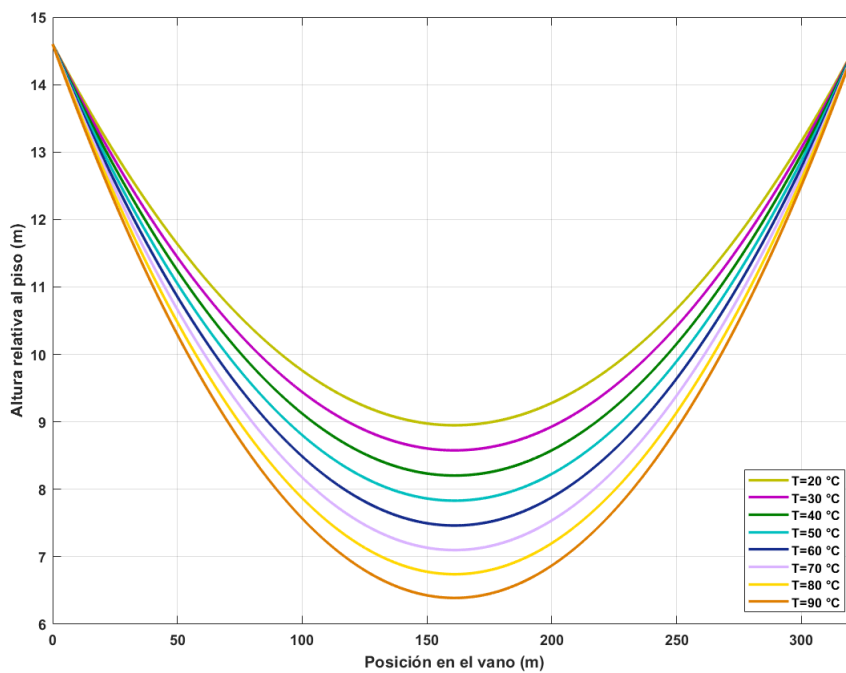


Figura 3.6: Variación de la curva catenaria en función de la temperatura.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a calcular la capacitancia por unidad de longitud para distintas alturas a lo largo de un vano, observándose los resultados en la Figura 3.7. Este resultado muestra cómo evoluciona el valor de la capacitancia a medida que la temperatura aumenta y varía la altura de los conductores con respecto al piso.

Si para cada temperatura se promedia la capacitancia a lo largo del vano, se puede obtener la curva de la Figura 3.8 la cual muestra cómo es la variación de la capacitancia por unidad de longitud en función de la temperatura. Se observa que la capacitancia incrementa aproximadamente su valor en un 0,09 % respecto a su valores a 20 °C.

3.3. Capacitancia

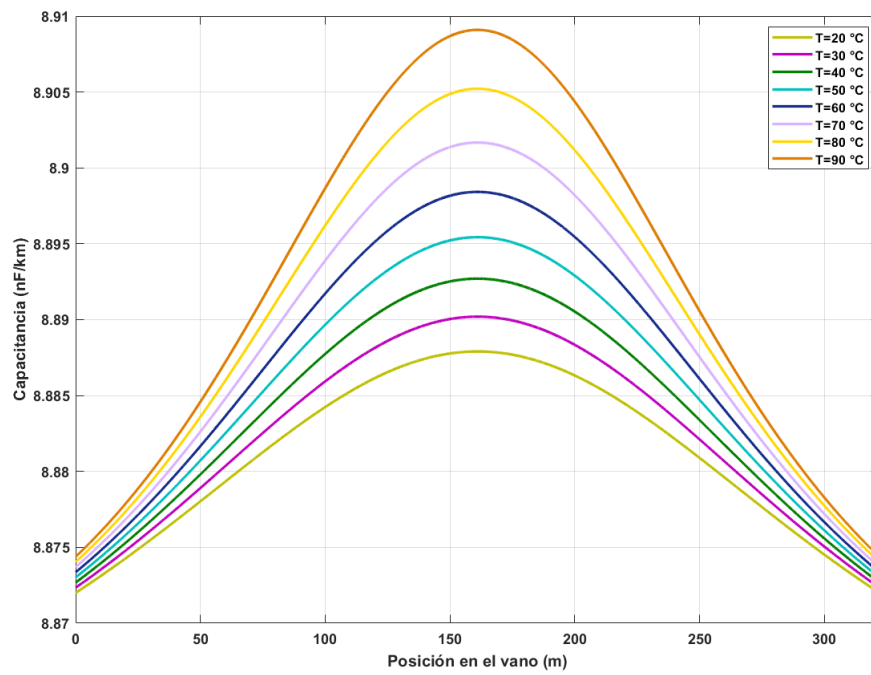


Figura 3.7: Variación de la capacitancia a lo largo de un vano típico a nivel y con suelo uniforme para distintas temperaturas.

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

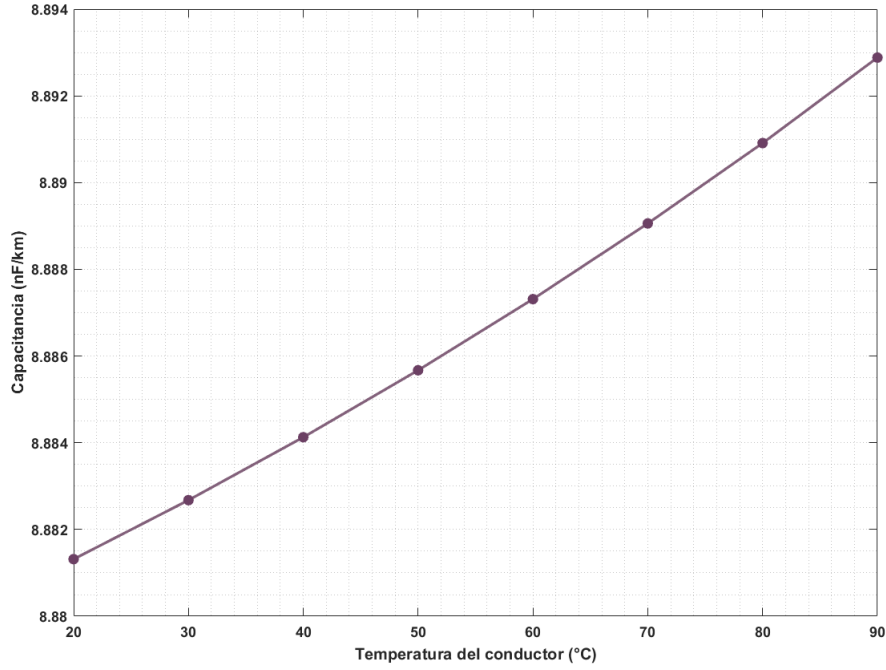


Figura 3.8: Variación de la capacitancia promedio en un vano en función de la temperatura.

3.3.2. Sensibilidad respecto a la temperatura

El objetivo de este estudio es determinar qué tan sensible es la capacitancia ante variaciones de temperatura, como la capacitancia tiene dos fuentes de variaciones provenientes de la temperatura, para facilitar la evaluación de la sensibilidad se considera la capacitancia promedio en un vano y a esta capacitancia se le calcula la sensibilidad, análogamente a los casos de resistencia y inductancia la determinación de la sensibilidad se calcula mediante:

$$S_c(\theta) = \left| \frac{\partial c_{prom}(\theta)}{\partial \theta} \right| \cdot \frac{\theta}{c_{prom}(\theta)} \quad (3.6)$$

Análogamente al caso de la resistencia y inductancia, esta definición representa que si la temperatura varía una cantidad porcentual de $\frac{d\theta}{\theta}$ capacitancia variaría porcentualmente una cantidad $S_c(\theta) \frac{d\theta}{\theta}$. Los resultados se esquematizan en la Figura 3.9.

3.4. Análisis de los parámetros de la línea con ATP

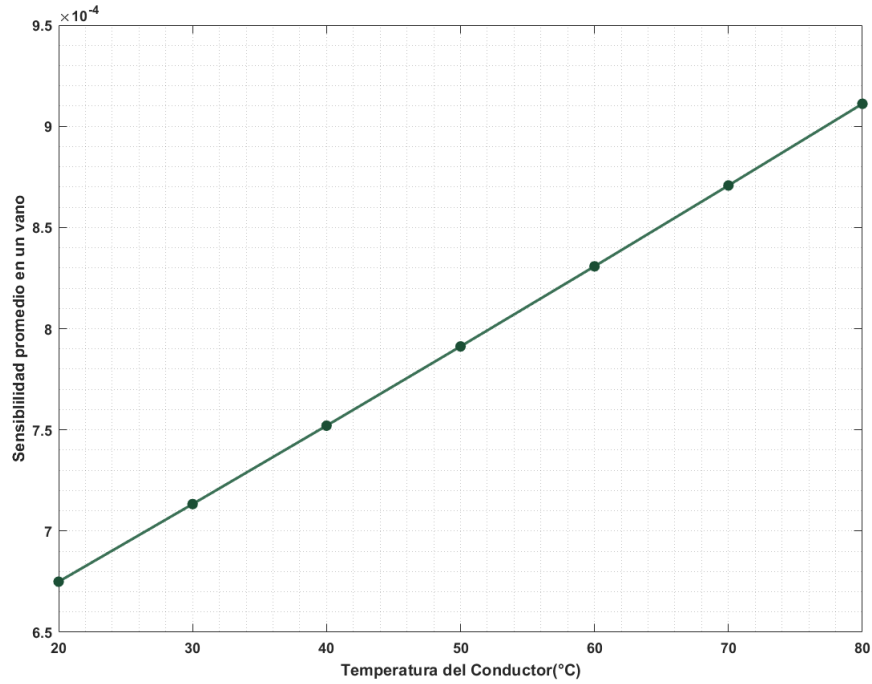


Figura 3.9: Sensibilidad de la capacitancia promedio en un vano para distintas temperaturas.

3.4. Análisis de los parámetros de la línea con ATP

En esta sección, se realizaron simulaciones en el software *ATP* (*Alternative Transients Program*) utilizando la herramienta *Line Constant*, enfocada en el cálculo de los parámetros eléctricos de la línea. Con *ATP*, se buscó validar los resultados del análisis de los parámetros de la línea BOB-YOU, permitiendo así un análisis comparativo entre diferentes resultados.

Se modeló y simuló una línea de transmisión con una longitud de 114,45 km, correspondiente a la línea BOB-YOU (Figura 3.10), considerando tres conductores perfectamente traspuestos y dispuestos de forma vertical (ver Figura 3.1). Además, se asumió una resistividad típica del terreno de $100 \Omega - m$.

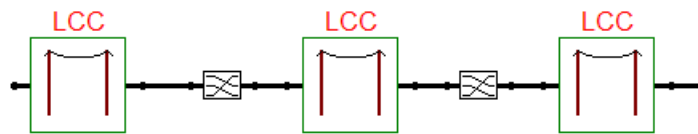


Figura 3.10: Línea perfectamente traspuesta en ATP.

Se varió la temperatura en el rango ya definido ($20^{\circ}C$ a $90^{\circ}C$) y, junto con

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

la ecuación de cambio de estado (definida en la Ecuación 4.11), se obtuvieron los datos de entrada requeridos (es decir, la flecha de los conductores por fase para cada temperatura) para el ATP, con el fin de determinar las constantes eléctricas de la línea de transmisión.

3.4.1. Resistencia de la línea

Una vez simulados todos los casos de temperaturas en la línea, se observa en la Figura 3.11 que la resistencia corregida por efecto skin sigue una tendencia lineal con la temperatura, resultado ya obtenido en la sección anterior. Esto confirma que el modelo en ATP refleja adecuadamente la variación de resistencia ingresada como dato, y que los valores obtenidos son del orden de los teóricos.

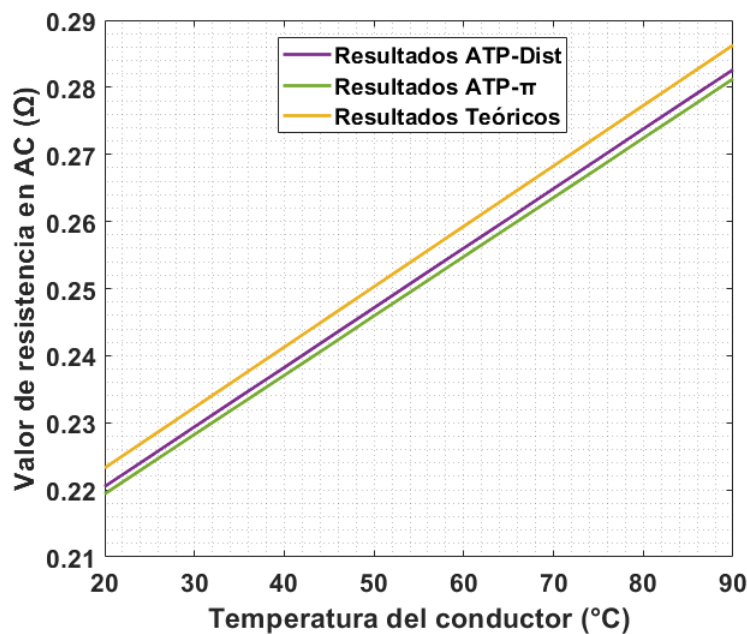


Figura 3.11: Comparativa Resistencia en AC teórica con resultados de ATP usando modelo de parámetros distribuidos y modelo PI.

3.4.2. Inductancia de la línea

La inductancia de la línea se mantiene constante en todo el rango de temperatura, esto se observa en la Figura 3.12, lo cual se aproxima muy bien al comportamiento teórico.

3.4. Análisis de los parámetros de la línea con ATP

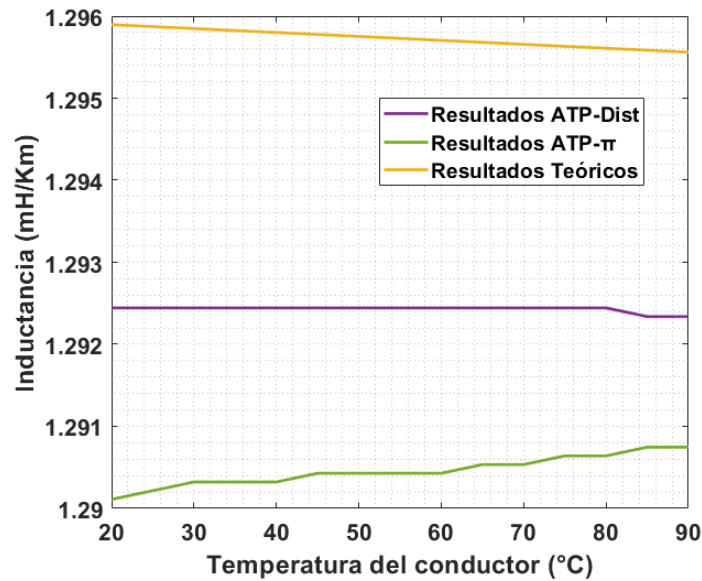


Figura 3.12: Comparativa Inductancia teórica con resultados de ATP usando modelo de parámetros distribuidos y modelo PI.

3.4.3. Capacitancia de la línea

En la capacitancia de la línea, en ambos casos se observó un aumento de la capacitancia con la temperatura (ver Figura 3.13), debido a la disminución de la flecha, lo cual es coherente con lo obtenido en el análisis teórico.

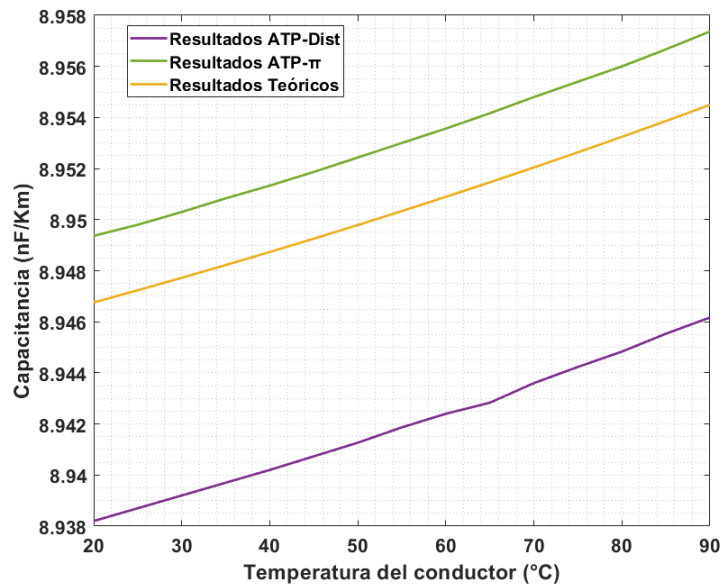


Figura 3.13: Comparativa Capacitancia teórica con resultados de ATP usando modelo de parámetros distribuidos y modelo PI.

Capítulo 3. Cálculo y estudio teórico de la variación de los parámetros respecto a la temperatura

Los resultados obtenidos mediante las simulaciones en *ATP* permiten validar el análisis teórico previo de los parámetros de la línea BOB-YOU. En particular, se ingresaron como datos los valores de resistencia en función de la temperatura, de acuerdo con su comportamiento teórico lineal. El modelo en *ATP*, al considerar además la corrección por efecto skin, reproduce adecuadamente dicha variación, obteniéndose resultados consistentes con lo estimado analíticamente. La inductancia, por su parte, se mantuvo prácticamente constante, en línea con el comportamiento teórico de una línea perfectamente traspuesta. Finalmente, el análisis de la capacitancia mostró un incremento con la temperatura, lo que concuerda con la reducción de la flecha del conductor.

3.5. Conclusiones

Del análisis realizado se concluye que la resistencia del conductor es el parámetro que presenta mayor sensibilidad a la temperatura. A lo largo del rango de estudio (de 20°C a 90°C), la resistencia en corriente alterna r_{ac} se incrementa aproximadamente un 28 %.

En contraste, la inductancia presenta una variación prácticamente despreciable con la temperatura (menor al 0.01 %), debido únicamente a la dilatación térmica del radio del conductor. La capacitancia, si bien depende también de la variación de altura producto de la curva catenaria, presenta una variación también limitada, del orden del 0.09 %.

A partir de estos valores, se concluye que el parámetro con mayor variación respecto a la temperatura es la resistencia. En cambio, las variaciones en la inductancia y la capacitancia resultan despreciables. Por lo tanto, se utilizará la resistencia como parámetro clave para estimar la temperatura promedio de la línea.

Capítulo 4

Modelado mecánico básico de líneas de transmisión

En este capítulo se presenta un breve resumen del cálculo mecánico de conductores en líneas de transmisión aéreas. El análisis se centrará en la introducción de las principales definiciones, así como en los parámetros y ecuaciones que son relevantes para el trabajo que se realizó a lo largo de esta tesis. Cabe aclarar que, cuando se hable de tensión, se hará referencia a la tensión mecánica. En caso de referirnos a la magnitud eléctrica, utilizaremos el término voltaje.

4.1. Cálculo de tensión mecánica y flecha

Los conductores eléctricos en líneas de transmisión aéreas deben ser instalados de manera segura para evitar lesiones a personas, arcos eléctricos y daños a edificaciones y otros objetos cercanos. Estos conductores pueden alargarse con el tiempo, la temperatura y las condiciones climáticas, lo que puede disminuir la distancia de seguridad. Es esencial que los conductores se mantengan a una distancia segura de personas y objetos en todo momento, independientemente del clima y la carga eléctrica.

Para asegurar esta distancia de seguridad, se deben calcular la altura y posición del conductor entre los puntos de soporte para todas las condiciones climáticas posibles, incluyendo viento, hielo y temperatura. Estos cálculos, conocidos como cálculos de flecha y tensión, son esenciales para el diseño y mantenimiento adecuado de las líneas eléctricas.

Las estructuras de soporte de las líneas de transmisión suelen estar separadas por distancias de unos pocos cientos de metros, llamadas longitudes de **vano** (Sección 4.3). Se ha demostrado que, matemáticamente, un cable suspendido toma la forma de una **catenaria** (Sección 4.5) entre los puntos de soporte cuando está bajo carga uniforme. Esta forma varía según la temperatura, las cargas de hielo y viento, y el tiempo, como se ilustra en la Figura 4.1.

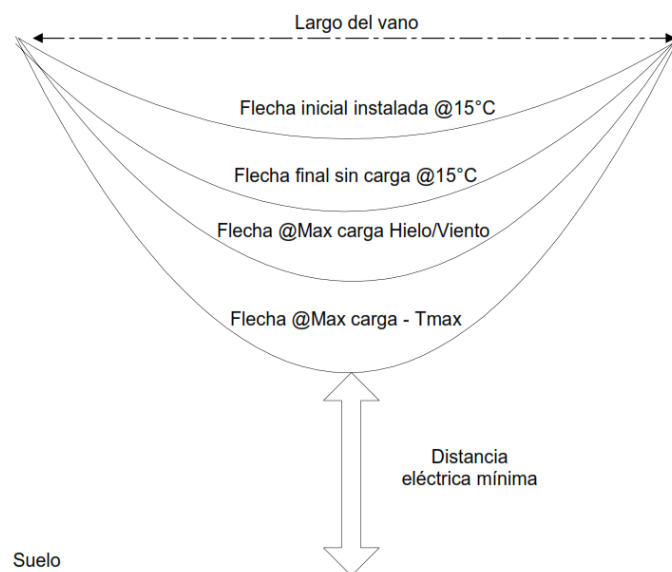


Figura 4.1: Variación de la curva catenaria a diferentes condiciones de temperatura y carga. Imagen extraída y traducida desde [5]

El propósito de los cálculos de flecha y tensión es predecir la curva catenaria y las tensiones del conductor bajo todas las condiciones de diseño, considerando la temperatura del conductor. No se incluirán las cargas de hielo y viento, ya que no son objeto de este estudio.

La tensión máxima del conductor es un factor crucial en el diseño de las estructuras, mientras que la flecha máxima influye significativamente en la altura y ubicación de estas, asegurando el cumplimiento de las distancias eléctricas mínimas al suelo durante toda la vida útil de la línea.

Por lo tanto, la precisión de estos cálculos es fundamental para garantizar la integridad mecánica y eléctrica de una línea de transmisión aérea.

4.2. Tipos de torre según su función

Las líneas de transmisión suelen estar formadas por varias secciones, cada una terminada en sus extremos por torres de amarre que no permiten movimiento longitudinal de los puntos de fijación del conductor, como se muestra en la Figura 4.2. En estas estructuras, las cadenas de aisladores soportan toda la tensión del conductor y el punto de unión del conductor no puede moverse en la dirección de la línea. Entre estas torres de amarre, se utilizan torres de suspensión, como se muestra en la Figura 4.2. En estas, los aisladores pueden moverse tanto transversal como longitudinalmente a la línea. Cualquier diferencia en la tensión del conductor entre tramos adyacentes se iguala con el movimiento de la base de la cadena de aisladores. Debido a que los puntos de fijación en las estructuras de suspensión pueden

4.3. Vano

moverse longitudinalmente, la componente horizontal de la tensión del conductor es aproximadamente igual en todos los tramos de una sección de línea.



Figura 4.2: Torres de amarre (izquierda) y suspensión (derecha) típicas.

4.3. Vano

Es el tramo horizontal entre dos puntos de soporte consecutivos a lo largo de la línea de transmisión, donde se suspende el conductor. Visualmente, representa la distancia entre dos torres de la línea.

Se dice que un vano es a nivel cuando los puntos A y B están a la misma altura como se muestra en la Figura 4.3. Este vano en particular cumple entonces:

- ($a = b$) Donde b representaría la distancia real entre A y B que en este caso coincide con a .
- La tensión en el punto medio coincide con el punto más cercano al suelo $T_m = T_0$ (donde T_m representa la tensión en el punto medio del vano, a mitad de camino entre A y B).

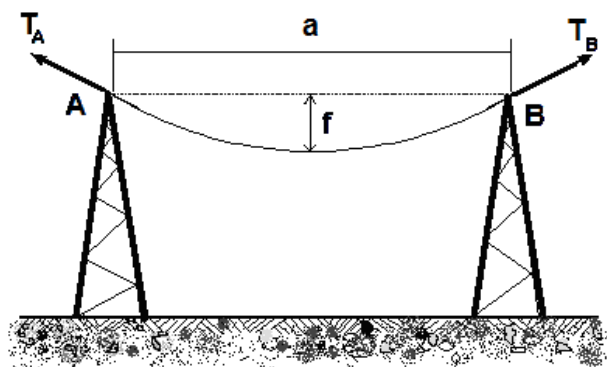


Figura 4.3: Vano en una línea de transmisión aérea. Imagen extraída de [3]

4.4. Cantón

Es la longitud de línea que se extiende entre dos torres de amarre. Es una sección específica de la línea que puede ser analizada en términos de tensiones, cargas o deformaciones.

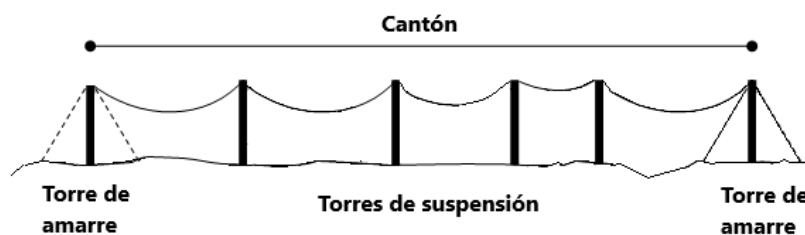


Figura 4.4: Cantón en una línea de transmisión. Imagen extraída de [3].

4.5. Catenaria

Es la forma que adopta un conductor suspendido entre dos soportes y sometido a su propio peso constante a lo largo de la curva. En el contexto de líneas de transmisión eléctrica, la catenaria representa un cable con un peso distribuido uniformemente a lo largo de su longitud.

La ecuación que describe la catenaria en coordenadas cartesianas es:

$$y = h \cdot \cosh\left(\frac{x}{h}\right) \quad (4.1)$$

donde y es la altura en relación con el punto más bajo de la catenaria, x es la posición horizontal a lo largo de la curva, y h es la constante de catenaria, que determina la forma y escala de la curva, como se muestra en la figura 4.5.

El valor del parámetro h se obtiene como:

4.6. Longitud del conductor

$$h = \frac{T_0}{p} \quad (4.2)$$

donde T_0 es la tensión del punto más bajo de la catenaria y p el peso unitario propio del conductor.

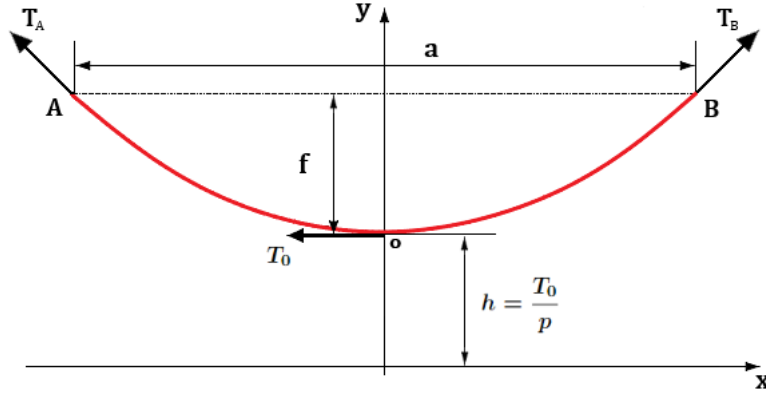


Figura 4.5: Forma de una catenaria y sus parámetros. Imagen extraída y modificada de [3].

4.5.1. Flecha

Se define la flecha como la máxima distancia vertical que existe entre la recta que une los puntos de fijación del conductor (recta AB en la Figura 4.3) y la curva de equilibrio del mismo. Se puede demostrar que la ecuación para calcular esta distancia es:

$$f = h \left(\cosh \left(\frac{a}{2h} \right) - 1 \right) \quad (4.3)$$

donde f es la flecha y a la longitud del vano (distancia entre A y B).

4.6. Longitud del conductor

La longitud del conductor en un vano se puede calcular como:

$$L = \sqrt{d^2 + 2h^2 \left(\cosh \left(\frac{a}{h} \right) - 1 \right)} \quad (4.4)$$

donde d es el desnivel del vano (diferencia de alturas de los puntos A y B de la 4.5, que en este caso es cero ya que la imagen muestra un vano a nivel).

4.7. Vano de regulación

El vano de regulación es un vano a nivel ($d = 0$) ficticio, de longitud a_r , que se comporta en cuando a la tensión del conductor de igual forma que lo haría un conductor instalado entre una serie de vanos comprendidos entre apoyos con cadenas de amarre. Su longitud se obtiene a partir de las longitudes de los n vanos pertenecientes a un cantón y según [15] se calcula de la siguiente forma :

$$a_r = \Gamma \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

donde Γ es una constante de ajuste que vale:

$$\Gamma = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{b_i^2}{a_i}}$$

donde para cada vano del cantón analizado:

- b_i es la longitud del vano real.
- a_i es la proyección horizontal de b_i .

4.8. Ecuación de cambio de estado

La ecuación de cambio de estado analiza dos estados para un conductor tendido en un vano de longitud dada. Si se conoce la tensión en una temperatura que constituye un estado inicial, se puede determinar la tensión en otra temperatura y, como consecuencia, la nueva catenaria y sus elementos.

Al calcular el vano de regulación y sus elementos para un cantón dado mediante la ecuación de cambio de estado, se puede obtener el nuevo estado para el vano regulador. Esto permite calcular las flechas para cada vano del cantón en esta nueva condición, como se muestra en la Ecuación 4.5, lo cual es importante para garantizar el cumplimiento de las distancias de seguridad. Además, es crucial obtener los valores necesarios para modelar la variación de estas magnitudes con la temperatura, lo cual es el objetivo principal de este estudio sobre los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión.

$$f_i = f_r \cdot \left(\frac{a_i \cdot b_i}{a_r^2} \right) \quad (4.5)$$

A su vez pueden determinarse las longitudes para cada cantón, ya que al conocer el nuevo valor de la tensión horizontal (que se encuentra en equilibrio), esta es igual para cada vano. Por lo tanto, el parámetro h para cada uno puede definirse según la Ecuación 4.2, con el cual se puede calcular la longitud en cada uno.

4.8. Ecuación de cambio de estado

Sea un conductor de sección S , módulo elasticidad E (o módulo de Young) y coeficiente de dilatación λ tendido en un vano a nivel de longitud a . Designamos por θ_0 y T_0 los valores iniciales de temperatura y componente horizontal de la tensión respectivamente. Si varía la temperatura θ_0 se producirá una variación en el valor de la tensión horizontal T_0 . Se llama a T_1 y θ_1 a los valores correspondientes a las nuevas condiciones de equilibrio. Teniendo en cuenta que la longitud de un arco de catenaria se puede determinar mediante la Ecuación 4.4 (donde en este caso $d = 0$ por ser un vano a nivel). Además, si se aproxima el arco de catenaria mediante un desarrollo de Taylor alrededor del punto medio en la Ecuación 4.1, y se calcula nuevamente la expresión para el largo se obtiene una ecuación más simple:

$$L = a + \frac{a^3 p^2}{24 T^2} \quad (4.6)$$

Por lo que una variación en los arcos entre las condiciones finales e iniciales se puede escribir como:

$$\Delta L = \frac{a^3 p^2}{24} \cdot \left(\frac{1}{T_1^2} - \frac{1}{T_0^2} \right) \quad (4.7)$$

La variación de la longitud del conductor debida a la diferencia de temperaturas se puede calcular considerándola totalmente elástica y reversible aproximadamente como:

$$\Delta L_{termica} = \lambda(\theta_1 - \theta_0)a \quad (4.8)$$

donde además se aproximó la longitud de la curva por la longitud del vano, lo que es una aproximación suficiente ya que las diferencias entre las longitudes reales de las curvas y la de los vanos no son significativas, a los efectos indicados.

La variación de la longitud del conductor al pasar la componente horizontal del valor T_0 a T_1 es:

$$\Delta L_{elástica} = \frac{a}{SE} \cdot (T_1 - T_0) \quad (4.9)$$

Por lo tanto, planteando la variación de longitud total en el conductor debido a la temperatura y la tensión se tiene:

$$\Delta L = \Delta L_{termica} + \Delta L_{elástica} \quad (4.10)$$

sustituyendo las expresiones de (4.7), (4.8), (4.9) en (4.10) obtenemos la expresión:

$$\frac{a^3}{24} \cdot \left(\frac{1}{T_1^2} - \frac{1}{T_0^2} \right) = \lambda(\theta_1 - \theta_0)a + \frac{a}{SE} \cdot (T_1 - T_0) \quad (4.11)$$

Esta es la que se denomina ecuación de cambio de estado y permite calcular la componente horizontal T_1 de la tensión resultante para el peso unitario p y la temperatura θ_1 , partiendo de la situación inicial de equilibrio. Hay que tener en cuenta que da soluciones aproximadas ya que se aproximó el largo de la catenaria por la parábola. Sin embargo cuando se plantea la ecuación se establece una diferencia

Capítulo 4. Modelado mecánico básico de líneas de transmisión

de las longitudes de las curvas en dos situaciones de equilibrio por lo que los errores obtenidos al calcular cada una de las longitudes por el mismo procedimiento quedan disminuidos al establecer la diferencia. Según [15] proporciona soluciones bastante aproximadas cuando se aplica a vanos que no sean largos (menores a 500 m) y cuya inclinación sea pequeña ($d < 10\%$). Esto está dentro de los límites del estudio en esta tesis ya que las líneas a analizar cumplen la condición del largo ya que el vano promedio es del orden de los 400 m y al aplicar la ecuación al vano de regulación se cumple que $d = 0$.

Reordenando la ecuación (4.11) la misma puede escribirse de la forma:

$$\begin{aligned}T^2(T + A) &= B \\A &= \lambda(\theta_1 - \theta_0)SE - T_0 + \frac{a^2 p^2}{24 T_0^2}SE \\B &= \frac{a^2 p^2}{24}SE\end{aligned}$$

Esta puede resolverse con cualquier software de cálculo y es la que se utilizará en la presente tesis.

Capítulo 5

Dispositivos de medición

5.1. Marco teórico

5.1.1. Fasor

Un fasor es una representación simplificada de una señal sinusoidal que se utiliza para el análisis de sistemas eléctricos. Sea una señal sinusoidal expresada mediante la siguiente:

$$x(t) = X_m \cdot \cos(\omega t + \phi) \quad (5.1)$$

Donde:

- X_m es la amplitud de la forma de onda (también conocido como valor pico).
- ω es la frecuencia angular de la señal.
- ϕ es el ángulo de fase, que indica el desfase de la señal en relación con una referencia de tiempo.

Utilizando la fórmula de Euler:

$$e^{j\phi} = \cos(\phi) + j \cdot \sin(\phi) \quad (5.2)$$

se puede reescribir la Ecuación 5.1 como:

$$x(t) = \Re \left(X_m \cdot e^{j(\omega t + \phi)} \right) = \Re \left(\sqrt{2} \cdot X_{\text{rms}} \cdot e^{j(\omega t + \phi)} \right) \quad (5.3)$$

La expresión anterior representa la señal real como la parte real de una exponencial compleja. A partir de esta representación, se define el **fasor** de la señal como:

$$\overline{X} = X_{\text{rms}} \cdot e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\phi} \quad (5.4)$$

El fasor $\overline{X}$ representa únicamente la magnitud y fase de la señal, **sin depender del tiempo**. Esto se debe a que el término $e^{j\omega t}$, que introduce la variación

Capítulo 5. Dispositivos de medición

temporal, es común a todas las señales sinusoidales de frecuencia angular ω dentro de un sistema lineal y de régimen permanente.

Resumiendo, un fasor es una representación compleja y constante (en el tiempo) que codifica la amplitud y fase de una señal sinusoidal, permitiendo operar con señales alternas como si fueran valores constantes en el dominio complejo.

Donde:

- $\bar{X}$ es la representación compleja del fasor.
- X_{rms} es el valor eficaz (RMS) de la señal.
- ϕ es el desfase respecto al origen temporal.
- j es la unidad imaginaria.

5.1.2. Sincrofasores

Definición y análisis matemático

Un sincrofasor es una representación fasorial de una señal eléctrica (típicamente tensión o corriente) cuya magnitud y ángulo de fase están referidos a un instante de tiempo común y preciso. Es decir, se trata de un fasor calculado a partir de una onda sinusoidal, pero con la característica clave de estar sincronizado temporalmente con una referencia global, en nuestro caso con la hora Universal UTC.

Para lograr esta sincronización, los dispositivos de medición (como los PMUs, Phasor Measurement Units) utilizan señales de GPS, que proporcionan una señal precisa de 1PPS (un pulso por segundo). Este pulso marca un instante exacto en el tiempo (por ejemplo, el inicio de cada segundo según UTC), y a partir de allí se mide la fase de las señales de tensión y corriente respecto a esa referencia. Esto permite comparar mediciones realizadas en distintos puntos geográficos, siempre referidas a un mismo tiempo base.

La Figura 5.1 ilustra cómo se obtiene el sincrofasor comparando la fase de la señal adquirida con el pulso de sincronización. Con tecnología GPS moderna, es posible alcanzar precisiones del orden de decenas de nanosegundos, lo cual habilita un análisis detallado del comportamiento dinámico de sistemas eléctricos a gran escala.

Esta información se puede enviar utilizando el protocolo de sincrofasores a los centros de control, despachos de carga, software de supervisión, etc. En Uruguay UTE utiliza una tasa de reporte de 40 *ms*, es decir un reporte de sincrofasor cada dos ciclos de red.

5.1. Marco teórico

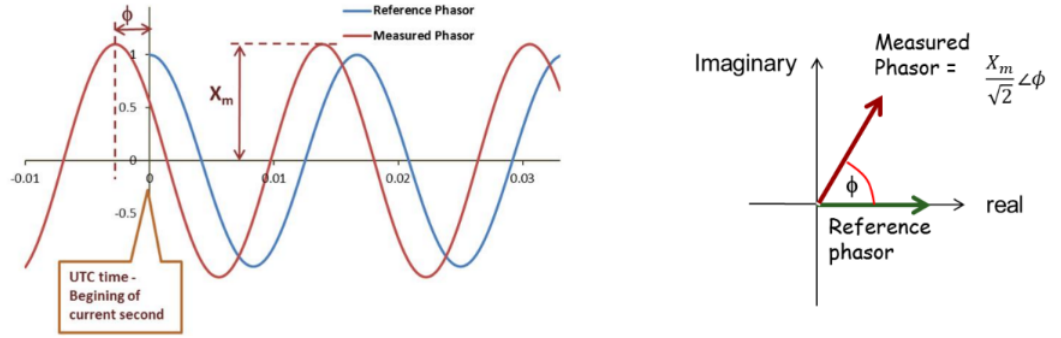


Figura 5.1: Representación de fasor patrón y medido con desfase temporal, junto con sus sincrofasores correspondientes. Imagen extraída de [9].

Partimos de la siguiente ecuación:

$$x(t) = X_m \cdot \cos(2\pi f_0 t + \phi) \quad (5.5)$$

Donde:

- f_0 es la frecuencia angular nominal del sistema (Hz).
- X_m amplitud de mi señal.
- ϕ depende de la escala de tiempos, particularmente desde donde se empezó a medir ($t = 0$ s).

En el caso general donde la amplitud y la frecuencia de la senoide son una función del tiempo $X_m(t)$ y $f(t)$, podemos definir la función $g = f - f_0$, donde g es la diferencia entre frecuencia actual y la nominal.

Por lo que si seguimos operando:

$$x(t) = X_m(t) \cdot \cos(2\pi \int f dt + \phi) = X_m(t) \cdot \cos(2\pi \int (f_0 + g) dt + \phi) = \dots$$

$$\dots = X_m(t) \cdot \cos(2\pi f_0 t + (2\pi \int g dt + \phi)) \quad (5.6)$$

Entonces la representación del sincrofasor es la siguiente:

$$X(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\phi(t)} \quad (5.7)$$

Con $\phi(t) = (2\pi \int g dt + \phi)$.

La expresión $\int g dt$ representa el cambio acumulado en la frecuencia en el intervalo de tiempo considerado. Si g es positivo, indica que la frecuencia de la señal está por encima de la frecuencia nominal durante ese intervalo de tiempo, si g es negativo, indica lo contrario [9].

Capítulo 5. Dispositivos de medición

En la expresión del sincrofasor, esta integral ajusta el ángulo de fase ϕ relativo a la frecuencia nominal f_0 . Esto significa que el ángulo de fase del sincrofasor se modifica para tener en cuenta cualquier desplazamiento en la frecuencia de la señal con respecto a la frecuencia nominal.

En el caso donde $X_m(t) = X_m$ y $g = f - f_0$ son constates, tenemos que:

$$\int g(t)dt = \int (f - f_0)dt = \int \Delta f dt = \Delta f t \quad (5.8)$$

Por lo que nuestra expresión queda de la siguiente forma:

$$X(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot e^{j(2\pi\Delta f t + \phi)} \quad (5.9)$$

Donde el módulo del sincrofasor permanece constante y rota uniformemente a una velocidad angular $2\pi\Delta f$.

Veamos un ejemplo de esto, si nuestra señal de $61Hz$ fue muestreada a 12 muestras/s y estamos en un sistema eléctrico con $f_0 = 60Hz$. Tendremos la siguiente evolución de ángulo, con módulo constante:

$$\text{Velocidad de rotación del fasor por muestra} = \frac{360^\circ \cdot \Delta f}{\text{muestra/s}} = \frac{30^\circ}{\text{muestra}}$$

Esto se ve reflejado en la Figura 5.2 y la Figura 5.3.

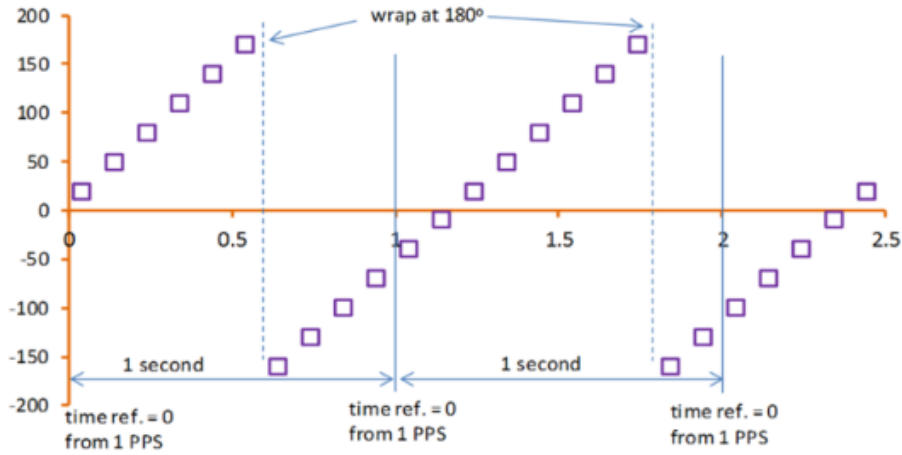


Figura 5.2: Evolución del ángulo por muestra. Imagen extraída de [9].

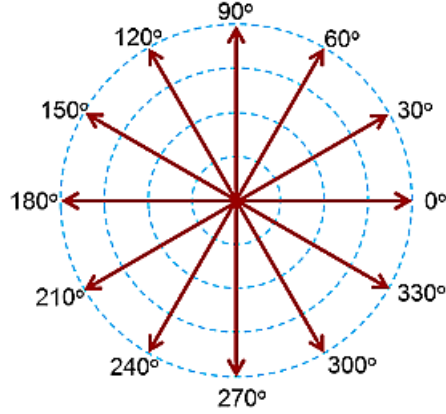


Figura 5.3: Representación fasorial del ejemplo. Imagen extraída de [9].

Aquí vemos lo que se mencionaba anteriormente, el ángulo del sincrofasor representa también la diferencia temporal entre una muestra con respecto a la referencia.

Frecuencia y ROCOF

El estándar C37.118.1TM-2011 [16] define los conceptos que denominaremos Frecuencia y ROCOF. Dada una señal sinusoidal $X_m \cos(\phi(t))$.

La frecuencia es definida como:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (5.10)$$

el ROCOF se define como:

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} \quad (5.11)$$

Sustituyendo $\phi(t) = 2\pi f_o t + 2\pi \Delta f(t)t + \phi$, tenemos que:

$$f(t) = f_o + \Delta f(t) \quad (5.12)$$

donde Δf es la desviación de la frecuencia con respecto a la nominal.

$$ROCOF(t) = \frac{d\Delta f(t)}{dt} \quad (5.13)$$

Vemos que, el ROCOF se calcula como la tasa de cambio de la desviación de la frecuencia respecto a la nominal.

5.2. PMU

Una Unidad de Medición de Fasores (PMU, por sus siglas en inglés Phasor Measurement Unit) es un dispositivo electrónico utilizado en la industria eléctrica para medir, registrar y analizar en tiempo real las magnitudes y fases de las señales de voltaje y corriente en sistemas eléctricos de potencia. La PMU captura información crucial sobre el estado dinámico del sistema eléctrico, proporcionando datos precisos que se utilizan para monitorear la estabilidad, detectar eventos anormales y facilitar el control y la protección del sistema.

En nuestro caso específico, la PMU está integrada en un relé SEL-451 de protección. Este dispositivo ofrece mediciones en tiempo real del estado del sistema eléctrico, incluyendo voltajes y corrientes sincronizados, de acuerdo con los estándares de la norma IEEE C37.118 [16]. Esta norma establece los requisitos y especificaciones para los PMUs utilizados en la industria eléctrica; proporciona pautas para la captura, el procesamiento y la transmisión de datos de fasores en tiempo real en sistemas de potencia.

Las mediciones tomadas por las PMU en diferentes ubicaciones se sincronizan y se ajustan en el tiempo, y luego se agrupan para proporcionar una representación precisa y completa del estado del sistema eléctrico. La comparación de los sincrofases entre diferentes puntos de un sistema eléctrico es una manera efectiva de detectar problemas en el mismo.

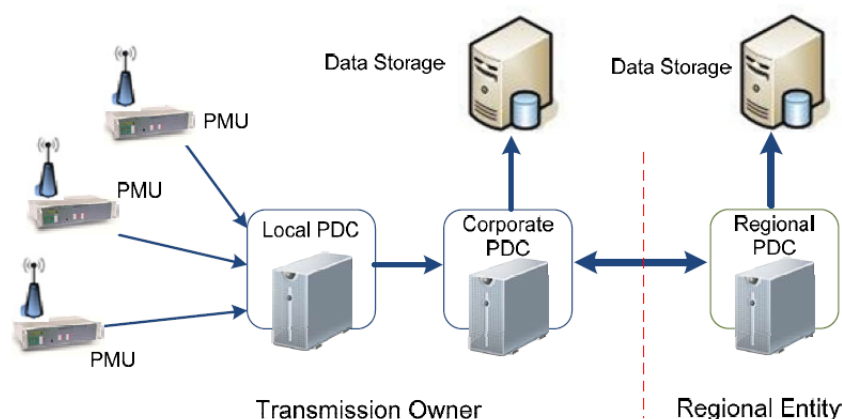


Figura 5.4: Sistema de Comunicación entre PMUs

El Concentrador de Datos de Fasores (PDC) funciona como un nodo en una red de comunicación donde los datos de sincrofases de varios PMU o de otros PDC se correlacionan y transmiten como una secuencia única a los PDC de nivel superior y/o a las aplicaciones (Figura 5.4). El PDC correlaciona los datos de sincrofases por etiqueta de tiempo para crear un conjunto de medidas de todo el sistema y es responsable de proporcionar los datos para las aplicaciones a ejecutar en el sistema [9].

5.2.1. Evaluación de los datos recibidos

Aunque las diferencias en amplitud y fase pueden ser especificadas por separado, en el estándar se las considera conjuntamente como Total Vector Error (TVE). TVE es una expresión de la diferencia de una muestra “perfecta” de un sincrofasor teórico y un estimado dado por la unidad bajo análisis en el mismo instante de tiempo (Figura 5.5).

La norma IEEE C37.118 [16] establece los requisitos y las metodologías para evaluar la precisión de las mediciones de fasores, incluyendo la definición y el cálculo del TVE. El mismo se define como:

$$TVE = \sqrt{\frac{(Xr_{ob}(n) - Xr_{ac}(n))^2 + (Xi_{ob}(n) - Xi_{ac}(n))^2}{(Xr_{ac}(n))^2 + (Xi_{ac}(n))^2}} \quad (5.14)$$

Donde $Xr_{ob}(n)$ y $Xi_{ob}(n)$ son, respectivamente, las partes real e imaginaria del fasor estimado por la unidad bajo análisis, mientras que $Xr_{ac}(n)$ y $Xi_{ac}(n)$ corresponden a las partes real e imaginaria del fasor teórico o de referencia de la señal de entrada en el instante de tiempo n . Las medidas de sinrofasores deberán ser evaluadas utilizando el criterio TVE de la Ecuación 5.14.

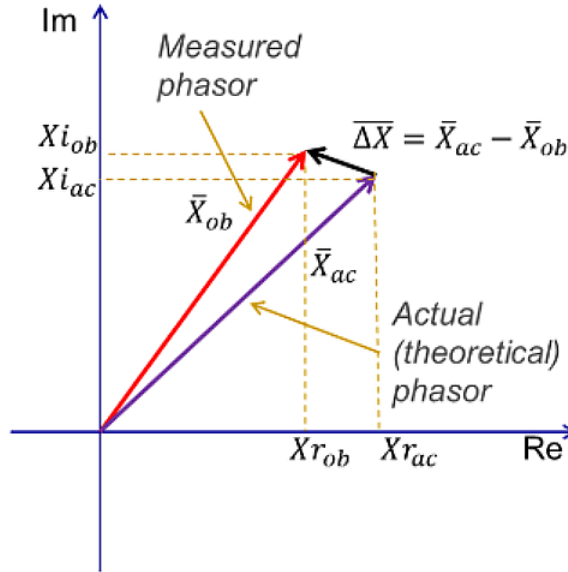


Figura 5.5: Total Vector Error. Imagen extraída de [9].

La medida de la frecuencia y $ROCOF$ será evaluada usando la siguiente definición:

$$FE = |f_{verdadero} - f_{medido}| = |\Delta f_{verdadero} - \Delta f_{medido}| \quad (5.15)$$

$$RFE = |(df/dt)_{verdadero} - (df/dt)_{medido}| \quad (5.16)$$

Con este criterio, los errores en frecuencia y $ROCOF$ son el valor absoluto entre la diferencia del valor teórico y el valor estimado en H_z y H_z/s respectivamente.

Capítulo 5. Dispositivos de medición

Los valores medido y verdadero son para el mismo instante de tiempo y estarán dados por la etiqueta de tiempo de los valores estimados.

5.2.2. Recepción de los datos

A continuación en la Figura 5.6 se presenta un diagrama esquemático de las etapas de procesamiento en la fase de recepción llevada a cabo por la PMU. Se resaltan las etapas de:

- Filtro antialiasing, fundamental para eliminar los armónicos de altas frecuencias, los cuales se introducen en el espectro de la señal.
- Conversión Analógica/Digital.
- Etapa de Decimación, opcional dependiendo del algoritmo utilizado.
- Filtrado Tipo P o Tipo M, además de la estimación del sincrofasor.

Las demás etapas ya han sido descritas previamente. Es importante destacar que el GPS emite un pulso de reloj para sincronizar todos los equipos, asegurando que las mediciones sean comparables con las de otros sincrofasores estimados simultáneamente por otras PMU.

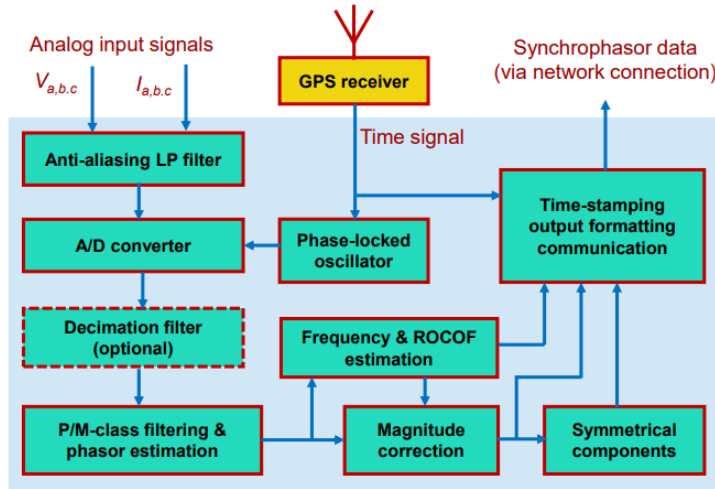


Figura 5.6: Diagrama esquemático de recepción de una PMU. Imagen extraída de [9].

5.2.3. Datos utilizados reportados por las PMU

Las PMU utilizadas en esta tesis están ubicadas en los extremos de la línea TRI-ROD. Los datos reportados por estas unidades incluyen:

- Módulos de tensión y corriente de las tres fases en cada extremo:
 $|V_{sa}|, |V_{ra}|, |V_{sb}|, |V_{rb}|, |V_{sc}|, |V_{rc}|, |I_{sa}|, |I_{ra}|, |I_{sb}|, |I_{rb}|, |I_{sc}|$ y $|I_{rc}|$.

5.3. Sensores Ampacimon

- Ángulos de tensión y corriente de las tres fases en cada extremo:

$$\phi_{V_{sa}}, \phi_{V_{ra}}, \phi_{V_{sb}}, \phi_{V_{rb}}, \phi_{V_{sc}}, \phi_{V_{rc}}, \phi_{I_{sa}}, \phi_{I_{ra}}, \phi_{I_{sb}}, \phi_{I_{rb}}, \phi_{I_{sc}} \text{ y } \phi_{I_{rc}}.$$

- Componentes directas de tensión y corriente en cada extremo:

$$|V_s|, |I_s|, |V_r|, |I_r|, \phi_{V_s}, \phi_{I_s}, \phi_{V_r} \text{ y } \phi_{I_r}$$

- Frecuencia de la red.

Los mismos se reportan cada 40 ms, lo que genera una gran cantidad de muestras por cada conjunto de datos descargado. Dado que en el caso analizado se tomaron períodos temporales que incluyen varios días, fue necesario aplicar un submuestreo después del curado de datos para reducir los tiempos de cómputo.

De los datos disponibles, se utilizaron las componentes directas de tensión y corriente en cada extremo, junto con la frecuencia reportada de la red. Esta elección se debe a que el análisis se enfocará en condiciones de régimen permanente, donde las componentes directas representan adecuadamente el comportamiento del sistema.

Además, el almacenamiento y procesamiento de los módulos y ángulos de las tres fases requería un mayor espacio de memoria, lo que dificultaba la descarga y el tratamiento posterior de los datos. Al limitar la cantidad de información almacenada, se logró una reducción significativa en los tiempos de procesamiento.

5.3. Sensores Ampacimon

Los sensores desarrollados por Ampacimon son dispositivos diseñados para la monitorización dinámica de líneas eléctricas (*Dynamic Line Rating, DLR*). Estos sensores permiten estimar en tiempo real parámetros críticos de los conductores eléctricos como la temperatura del conductor o la flecha (*sag*), lo que maximiza la capacidad de transmisión de las líneas.

Se instalan directamente en los conductores eléctricos de las líneas de transmisión, normalmente en ubicaciones estratégicas que permiten obtener datos representativos del comportamiento de la línea. Estas ubicaciones suelen ser seleccionadas en función de:

- Tramos críticos: Lugares donde las líneas son más susceptibles a alcanzar su límite térmico, como zonas con alta carga eléctrica o condiciones ambientales adversas.
- Puntos con mayor flecha: Áreas donde el conductor puede tener una menor distancia al suelo debido a su longitud o tensiones mecánicas específicas.
- Regiones de alta variabilidad ambiental: zonas donde el viento puede estar atenuado (corredores forestales, valles). La temperatura ambiente y en particular la irradiancia suelen ser más uniformes.

5.3.1. Descripción de sensores utilizados

Los sensores Ampacimon utilizados cuentan con una tasa de reporte de 5 minutos. En función de una estimación de la flecha de la línea, estos sensores son capaces a su vez de determinar la temperatura del conductor, la cual es reportada junto con la temperatura ambiente. Los datos se registran en formato CSV y se exportan a una base de datos centralizada, acompañados de la etiqueta temporal correspondiente a cada muestra.

Como se muestra en la Figura 5.7, se han distribuido cuatro sensores a lo largo de la línea TRI-ROD de 150 kV. Estos sensores se instalan rodeando el conductor, como se muestra en la Figura 5.8.



Figura 5.7: Ubicación geográfica de los 4 sensores Ampacimon.

5.3.2. Datos utilizados

El objetivo de utilizar los datos provenientes de los sensores es validar los resultados obtenidos al ejecutar el algoritmo que se desarrollará en las siguientes secciones.

Actualmente, se dispone de mediciones provenientes de cuatro sensores distribuidos a lo largo de la línea, como se muestra en la Figura 5.9. Cada sensor reporta cada 5 minutos dos tipos de datos: la temperatura ambiente y la temperatura reportadas del conductor en su ubicación.

A continuación, se presentan un ejemplo las curvas de las temperaturas reportadas a lo largo de 4 días:

5.3. Sensores Ampacimon



Figura 5.8: Sensor Ampacimon instalado en una línea de transmisión. Imagen extraída del sitio web de Ampacimon.

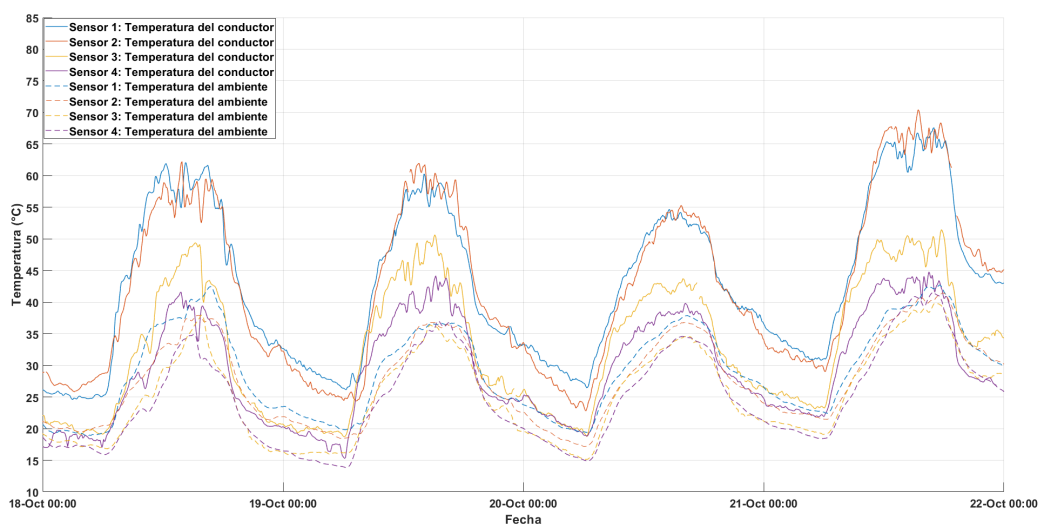


Figura 5.9: Curvas de temperatura ambiente y del conductor reportadas por los 4 sensores Ampacimon.

A partir de los datos de los cuatro sensores, se definirán cinco curvas que serán utilizadas en las secciones posteriores para evaluar el rendimiento del sistema a implementar. Estas curvas se describen a continuación:

1. **Temperatura promedio del conductor:** se calcula como el promedio de la temperatura del conductor reportada por los cuatro sensores.
2. **Temperatura máxima del conductor:** para cada instante de tiempo, se define como la mayor temperatura del conductor medida entre los cuatro sensores.
3. **Temperatura mínima del conductor:** para cada instante de tiempo, se define como la menor temperatura del conductor medida entre los cuatro

Capítulo 5. Dispositivos de medición

sensores.

4. **Temperatura mínima ambiente:** para cada instante de tiempo, se define como la menor temperatura ambiente registrada entre los cuatro sensores.
5. **Temperatura promedio ambiente:** se calcula como el promedio de la temperatura ambiente reportada por los cuatro sensores.

A partir de las curvas presentadas en la Figura 5.9, se obtienen las cinco curvas definidas anteriormente, las cuales se pueden observar en la Figura 5.10.

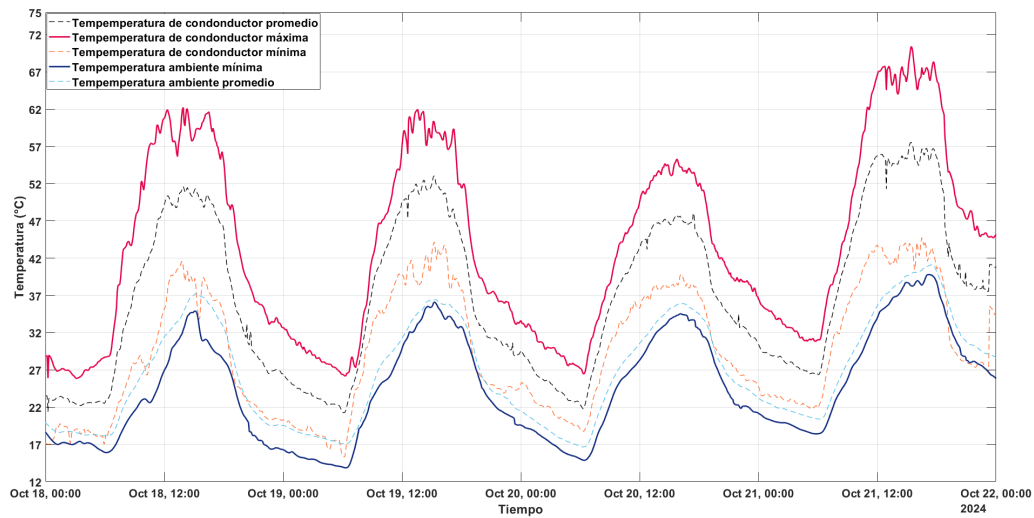


Figura 5.10: Definición de curvas a utilizar para medir el rendimiento del sistema a implementar.

Capítulo 6

No idealidades en el sistema de medición

Uno de los objetivos principales de este trabajo es implementar un algoritmo de estimación de parámetros que minimice tanto los errores sistemáticos como el ruido introducido por los canales de medida debido a las limitaciones de estos, de forma de minimizar el error en la estimación de la temperatura media de la línea de transmisión. Por lo tanto, es fundamental profundizar en estos conceptos, en particular, estudiar cómo las no idealidades del sistema de medición afectan la determinación de los parámetros característicos del cuadripolo Π (r , l , c y g) y cómo se propagan estas no idealidades a una desviación en temperatura respecto a su valor real, dado que es el objetivo final.

Se evalúa mediante simulación y se utiliza el método de Montecarlo, realizando 10 millones de sorteos, se analiza los siguientes 3 casos independientes:

1. Solo presencia de errores sistemáticos en las mediciones.
2. Solo presencia de ruido gaussiano en las mediciones.
3. Presencia de ambas no idealidades.

En cada caso se procede de la siguiente forma:

- Definir un estado de carga constante (P y Q).
- Definición de Temperatura base, por tanto quedan determinados r , l , c y g .
- Se simula el cuadripolo con una función desarrollada en matlab que permite determinar las cuatro medidas de fasores teóricos ideales $\bar{V}_s$, $\bar{V}_r$, $\bar{I}_s$ y $\bar{I}_r$.
- En función del caso de estudio (1, 2 o 3), se realizan los 10 millones de sorteos independientes para las magnitudes correspondientes para cada no idealidad.
- Se determinan los parámetros r , l , c y g a partir de las ecuaciones 2.21 y 2.26.

Capítulo 6. No idealidades en el sistema de medición

- Se calcula la diferencia porcentual respecto al valor teórico y se determinan las desviaciones máximas de temperatura.

6.1. Error sistemático

Un error sistemático es un tipo de error que se repite constantemente en las mediciones debido a factores específicos del sistema de medición, como una mala calibración del instrumento, influencias ambientales, o sesgos en el método de medición. Estos errores introducen un sesgo predecible y consistente en una dirección, afectando la exactitud de los resultados, y no pueden reducirse simplemente aumentando el número de mediciones. Para corregirlos, es necesario identificar la causa del error y aplicar un ajuste o corrección apropiada.

Acorde a la referencia central sobre la cual se desarrolla esta tesis [28], se plantean errores sistemáticos multiplicativos en módulo y aditivos en fase para las magnitudes de tensión y corriente, de la forma:

- $ES_{V_s} = (1 + M_{V_s}) \cdot e^{j\phi_{V_s}}$
- $ES_{I_s} = (1 + M_{I_s}) \cdot e^{j\phi_{I_s}}$
- $ES_{V_r} = (1 + M_{V_r}) \cdot e^{j\phi_{V_r}}$
- $ES_{I_r} = (1 + M_{I_r}) \cdot e^{j\phi_{I_r}}$

Si ES_i representa el error sistemático total de la medición i , de esta forma quedan relacionadas las mediciones de los sincrofasores $\tilde{V}_s$, $\tilde{V}_r$, $\tilde{I}_s$ y $\tilde{I}_r$, con los valores ideales de los fasores $\bar{V}_s$, $\bar{V}_r$, $\bar{I}_s$ y $\bar{I}_r$ de la siguiente forma:

- $\tilde{V}_s = ES_{V_s} \cdot \bar{V}_s$
- $\tilde{I}_s = ES_{I_s} \cdot \bar{I}_s$
- $\tilde{V}_r = ES_{V_r} \cdot \bar{V}_r$
- $\tilde{I}_r = ES_{I_r} \cdot \bar{I}_r$

Para la evaluación de cómo impactan los errores sistemáticos, las constantes M_i y ϕ_i se eligen de forma independiente y aleatoria para cada medida i y los rangos de variación se detallan en las siguientes subsecciones.

En nuestro caso, los errores sistemáticos son introducidos por los transformadores de medida y las PMU. Para modelar el error total asociado a la medición i (ES_{i_Total}), se considera que dicho error es el producto de los errores sistemáticos introducidos individualmente por cada equipo, es decir:

$$ES_{i_Total} = ES_{i_Transformador} \cdot ES_{i_PMU}$$

Para cada medición, se determina el error total ES_{i_Total} considerando de forma independiente cada una de sus componentes.

6.2. Error aleatorio

El error aleatorio se refiere a cualquier perturbación que afecta la señal medida debido a la no idealidad de los componentes involucrados en el sistema. Puede influir en las medidas de los sincrofasores de tensión y corriente. Aunque no es posible eliminarlo por completo, se puede limitar para que las mediciones sean aceptables.

El error aleatorio se modelará como ruido gaussiano que es aquel que sigue una distribución de Gauss. Presenta una media nula y varianza constante, afectando la precisión de las mediciones de manera aleatoria.

Para la evaluación de cómo impacta este ruido en la determinación de los parámetros de la línea, se modeló de forma aditiva en módulo y fase de forma independiente en cada magnitud. Los valores elegidos se detallan en las siguientes subsecciones.

6.3. Sensibilidad de los parámetros de línea ante las no idealidades

6.3.1. Variación de los parámetros del cuadripolo ante errores sistemáticos

Las componentes de errores sistemáticos asociados al proceso de medición (M_i, ϕ_i) se modelarán mediante una distribución gaussiana con media nula y una desviación estándar específica para cada caso, es decir para medición de corriente o de tensión.

Para el modelado de los errores de los transformadores de corriente (TI) y de tensión (TT), se tomará como referencia los valores de los transformadores instalados en los extremos de la línea TRI-ROD, la cual será analizada en secciones posteriores.

Es importante destacar que las unidades de medición de sincrofasores se encuentran instaladas en los bobinados de medida de protección de los transformadores. Por tanto, los errores introducidos al resultado total son de un orden mayor si se los compara con unidades de medición de sincrofasores instaladas en los bobinados de medida.

Los transformadores instalados tienen las siguientes características:

- Transformador de corriente (TI) de clase de precisión 5P20: De acuerdo con la norma IEC 61869-2 [20], el error máximo introducido por este transformador para corrientes nominales no puede superar el 1 % en magnitud y 0,018 *rad* en fase, con los circuitos secundarios cargados entre el 25 % y el 100 % de la carga secundaria nominal.

Capítulo 6. No idealidades en el sistema de medición

- Transformador de tensión (TT) de clase de precisión 0,5/3P: Este transformador cuenta con un bobinado de protección especial. Según las normas IEC 61869-1 [18] e IEC 61869-3 [19], si la tensión a medir está entre el 80 % y el 120 % de la nominal, el error máximo permitido es del 0,5 % en magnitud y 0,00582 *rad* en fase, con los circuitos secundarios cargados entre el 25 % y el 100 % de la carga secundaria nominal.

Para los sincrofasores el relé SEL-451-5 es responsable de realizar dichas mediciones, cuyos errores están limitados de acuerdo con la norma Std C37.118.1TM-2011 [16] a un TVE máximo de un 1 %, como se detalló en la Subsección 5.2.1, el Error Vectorial Total (TVE) es una métrica que evalúa la precisión en la medición de sincrofasores, considerando tanto los errores en magnitud como en fase.

Para un sistema de 50 Hz, un TVE de 1 % representa el límite máximo de error permitido en las mediciones de sincrofásos. Este límite abarca contribuciones de errores tanto en fase como en magnitud, detallados a continuación:

- Un error de fase de 0,01 *rad* o 0,57 grados genera, por sí solo, un 1 % de TVE.
- Alternativamente, un error en magnitud del 1 % sin error en fase también resultaría en un 1 % de TVE.

Las desviaciones estándar consideradas para las distribuciones de los errores sistemáticos (M_i y ϕ_i) correspondientes son las siguientes:

- Transformadores de medida: error multiplicativo en las magnitudes de tensiones y corrientes con desviación estándar 0,5 % y 1 %, respectivamente.
- Transformadores de medida: error aditivo en fases con desviación estándar de 0,00582 *rad* y 0,018 *rad* para las medidas de tensión y corriente respectivamente.
- PMUs: desviación estándar correspondientes a un TVE máximo de un 1 %.

Los resultados se muestran en la Figura 6.1.

Se observa que las diferencias porcentuales en los parámetros de la línea tienen una magnitud considerable, alcanzando desviaciones máximas respecto al valor teórico de 31,66 %, 31,07 % y 84,54 % en la resistencia, inductancia y capacitancia, respectivamente. Si se considera el desvío en la resistencia como un desvío en la temperatura considerando la Ecuación 3.1, este correspondería a una diferencia de 88,11 °C respecto al valor real.

6.3. Sensibilidad de los parámetros de línea ante las no idealidades

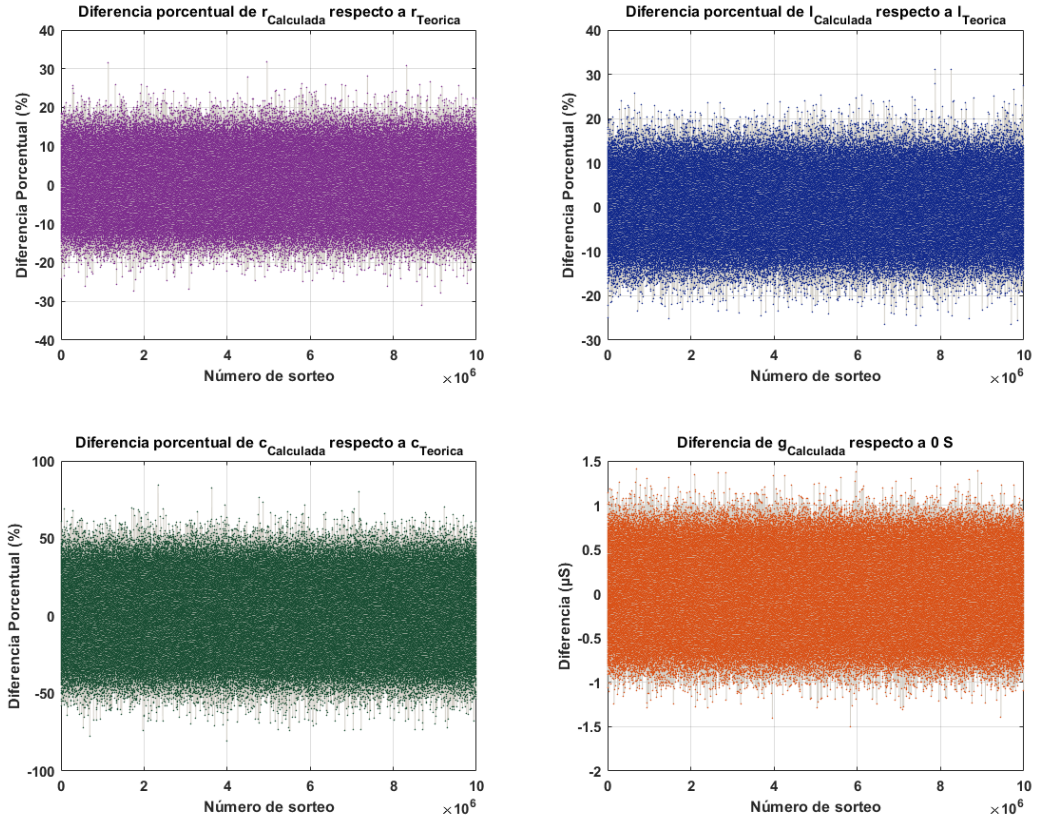


Figura 6.1: Análisis de variación de parámetros por unidad de longitud de la línea del caso de estudio, considerando únicamente errores sistemáticos en las mediciones.

6.3.2. Variación de los parámetros del cuadripolo ante ruido gaussiano

Este análisis tiene como objetivo evaluar cómo varían los valores de los parámetros del cuadripolo de la línea en función de la presencia de ruido gaussiano en las mediciones de sincrofasores de tensión y corriente. Para ello se considera una distribución de ruido con una desviación estándar del 0,01 % de los valores nominales de la línea para los módulos de tensión y corriente, y una desviación estándar de 0,1 *mrad* para todas las fases. Estos valores fueron elegidos en base a la tesis de doctorado de Deborah Ritzmann [28] y a la observación de datos experimentales los cuales presentan un nivel de ruido inferior al propuesto por Ritzmann.

Los resultados se pueden observar en la Figura 6.2.

Capítulo 6. No idealidades en el sistema de medición

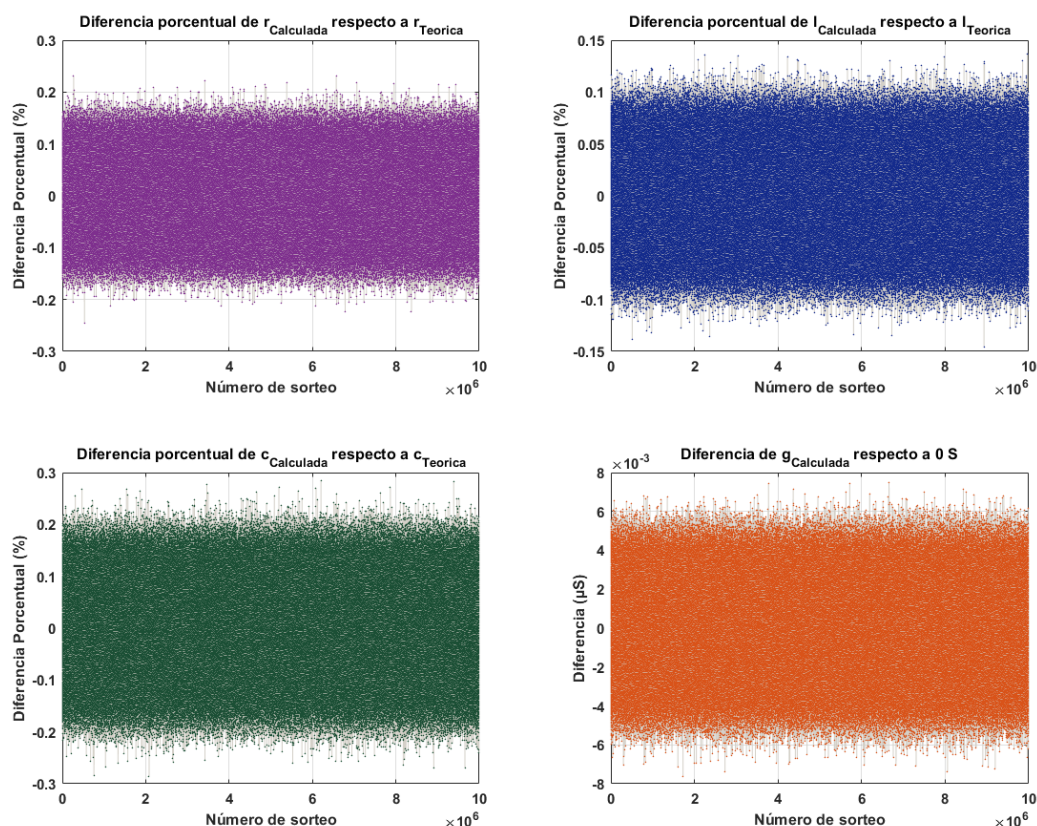


Figura 6.2: Análisis de variación de parámetros por unidad de longitud de la línea del caso de estudio, considerando únicamente ruido en las mediciones.

Se observa que las diferencias porcentuales en los parámetros de la línea son reducidos en comparación con el valor teórico, alcanzando desviaciones máximas respecto al valor teórico de 0,245 %, 0,145 % y 0,284 % en la resistencia, inductancia y capacitancia, respectivamente. Si se considera el desvío en la resistencia como un desvío en la temperatura considerando la Ecuación 3.1, este correspondería a una diferencia de 0,691 °C respecto al valor real.

6.3.3. Variación de los parámetros del cuadripolo ante ambas no idealidades

El procedimiento para este caso une ambos fenómenos mencionados anteriormente. Los resultados se muestran en la Figura 6.3.

6.3. Sensibilidad de los parámetros de línea ante las no idealidades

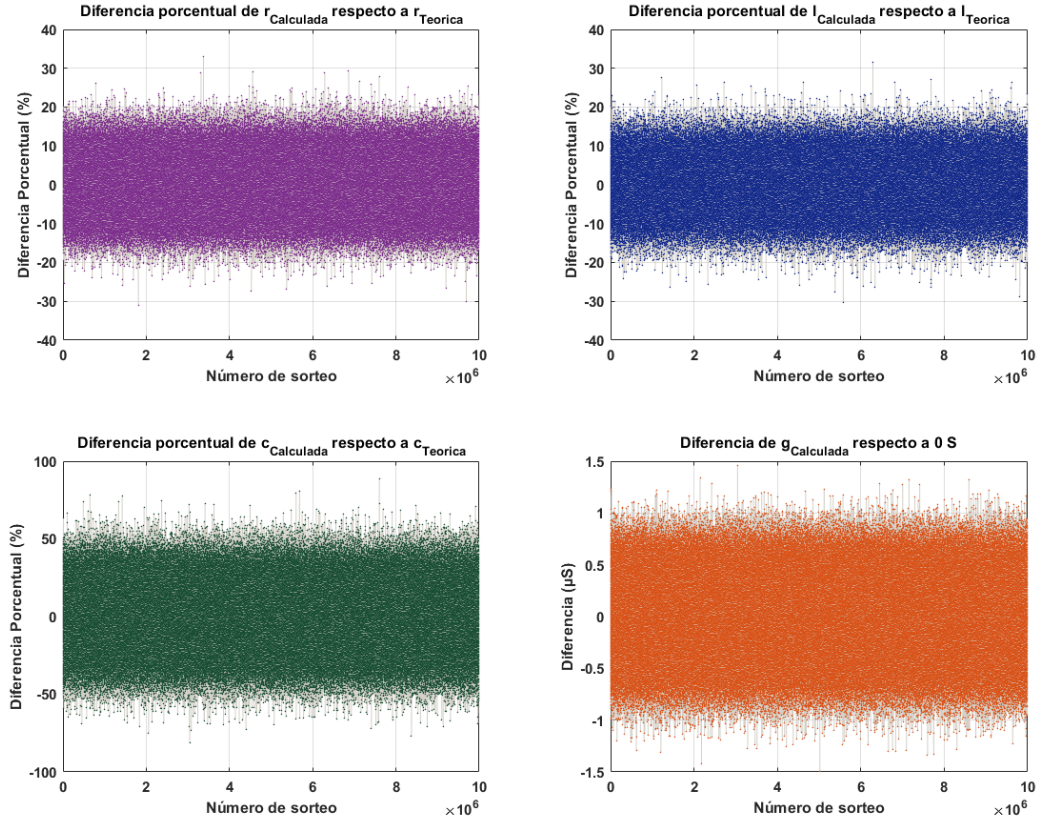


Figura 6.3: Análisis de variación de parámetros por unidad de longitud de la línea del caso de estudio, considerando ruido y errores sistemáticos.

Se observa que las diferencias porcentuales en los parámetros de la línea son notablemente mayores en comparación con los casos anteriores, alcanzando desviaciones máximas respecto al valor teórico de 33,1 %, 31,46 % y 88,61 % en la resistencia, inductancia y capacitancia, respectivamente. Si se considera el desvío en la resistencia como un desvío en la temperatura este correspondería a una diferencia de 92,11 °C respecto al valor real.

Como era esperable las diferencias en los parámetros son mayores si se consideran los dos tipos de no idealidades.

6.3.4. Variación del error en los parámetros y temperatura de la línea respecto al estado de carga

Para este análisis se consideran los siguientes aspectos:

- Se define un perfil de carga variable en el tiempo (ver en la Figura 6.4).
- Variación en la resistencia, con esto se trata de simular un comportamiento lo más cercano a la realidad, dado que la resistencia tiene variaciones con respecto a la carga, temperatura ambiente, etc.
- A partir del perfil de carga variable se calculan los sincrofasores teóricos de tensión y corriente en los extremos de la línea para el mismo intervalo de tiempo.
- La realización de cinco sorteos de errores sistemáticos independientes entre si, cuyos resultados se pueden observar en la Figura 6.5.
- Se aplican individualmente los errores a los sincrofasores calculados y se calculan los parámetros r , l , c y g con errores correspondientes (ver Figura 6.6).
- Se determinan las temperaturas con error (ver Figura 6.7)

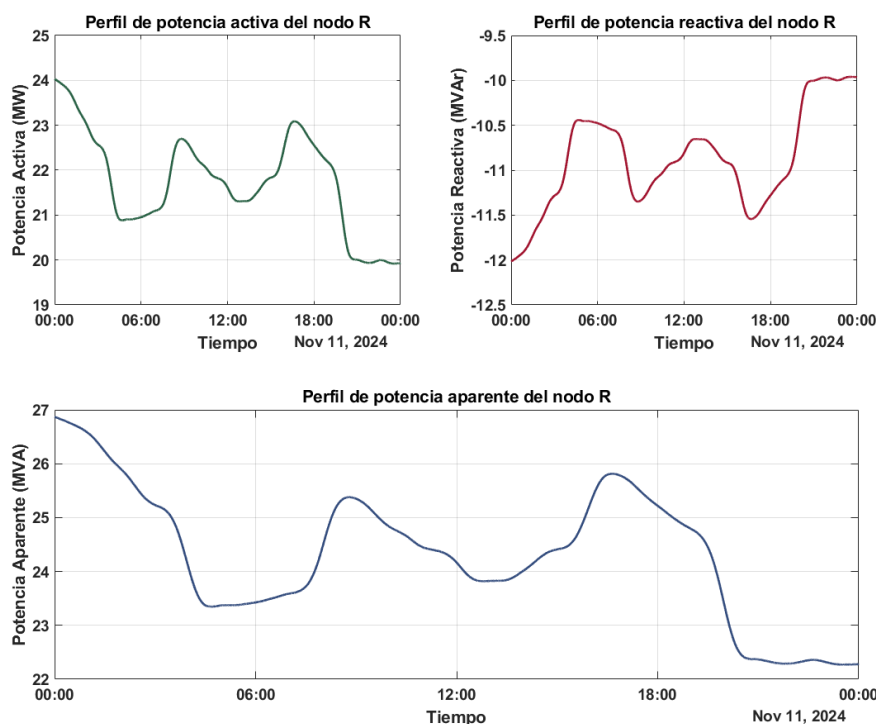


Figura 6.4: Perfil de carga generado para el análisis.

6.3. Sensibilidad de los parámetros de línea ante las no idealidades

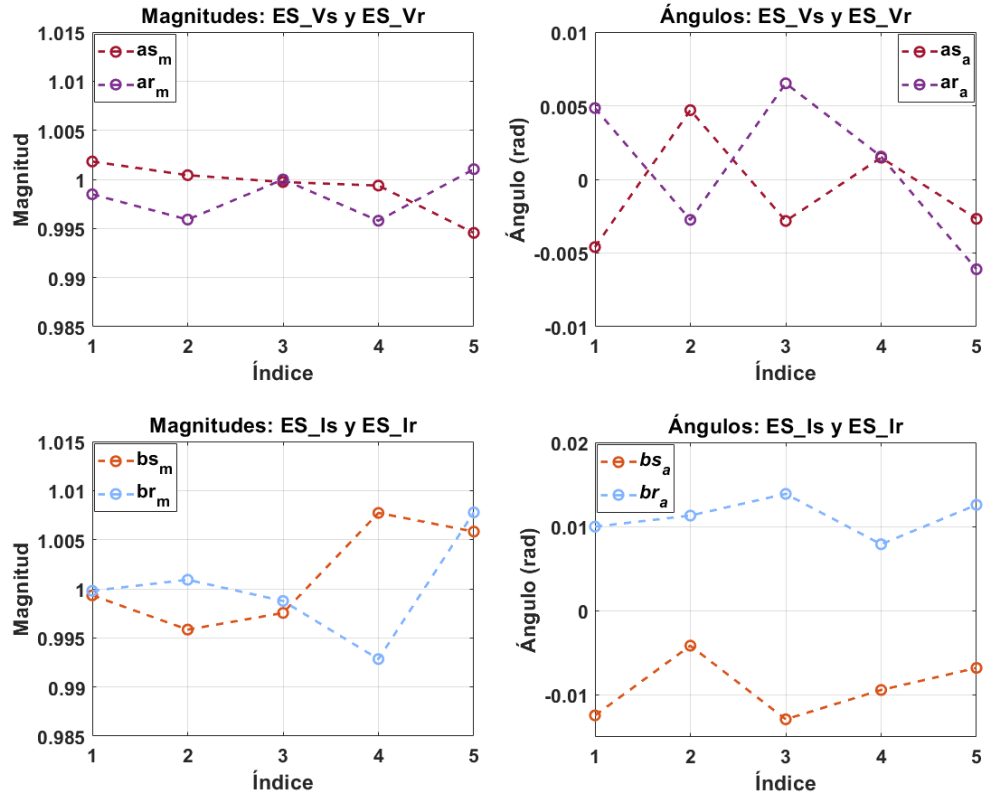


Figura 6.5: Errores sistemáticos sorteados para la simulación.

En la Figura 6.6 se muestra la evolución de los parámetros calculados a partir de los sincrofasores con error, correspondientes a las cinco realizaciones de errores sistemáticos.

Inicialmente, se esperaba que el error en los parámetros permaneciera constante ante la variación de la carga; sin embargo, los resultados muestran que no es así, evidenciándose además una correlación entre el error y el estado de carga.

Finalmente en la Figura 6.7 se compara para todos los sorteos de errores sistemáticos cómo evoluciona la temperatura a lo largo del tiempo, mostrando cómo hay variaciones no esperadas cuando hay grandes variaciones en la carga de la línea.

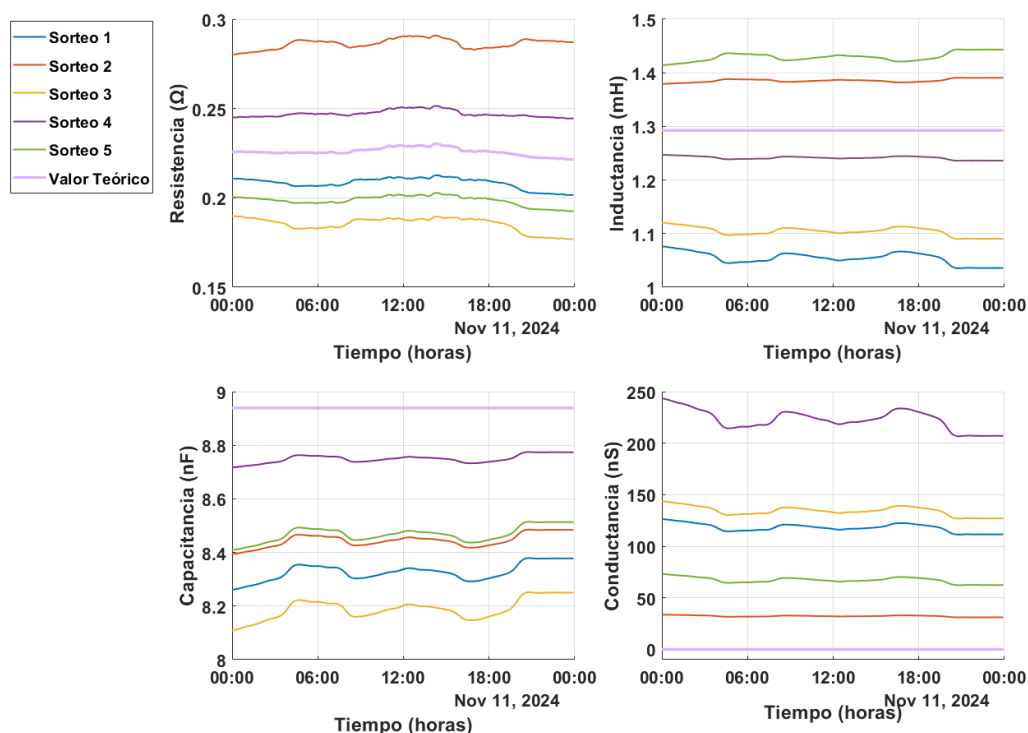


Figura 6.6: Variación en los parámetros característicos de la línea de transmisión en función de variación de carga.

6.3.5. Conclusiones

El análisis de la variación de los parámetros de la línea ante diferentes fuentes de no idealidades permite extraer varias conclusiones relevantes:

- **Impacto significativo de los errores sistemáticos:** Se observa que los errores sistemáticos en las mediciones introducen desviaciones considerables en los parámetros característicos de la línea. En particular, la resistencia, la inductancia y la capacitancia presentan variaciones de hasta 31,66 %, 31,07 % y 84,54 % respectivamente, lo que demuestra la relevancia de estos errores en la determinación de los parámetros eléctricos de la línea.
- **Diferente sensibilidad al ruido gaussiano:** A diferencia de los errores sistemáticos, el ruido gaussiano en las mediciones genera un impacto relativamente menor en los parámetros de la línea. Las desviaciones en la resistencia, inductancia y capacitancia son inferiores al 0,3 %, lo que indica que este tipo de error, por sí solo, no introduce variaciones significativas en la caracterización de la línea.
- **Mayor impacto al combinar ruido y errores sistemáticos:** Al considerar simultáneamente ambos tipos de no idealidades (errores sistemáticos

6.3. Sensibilidad de los parámetros de línea ante las no idealidades

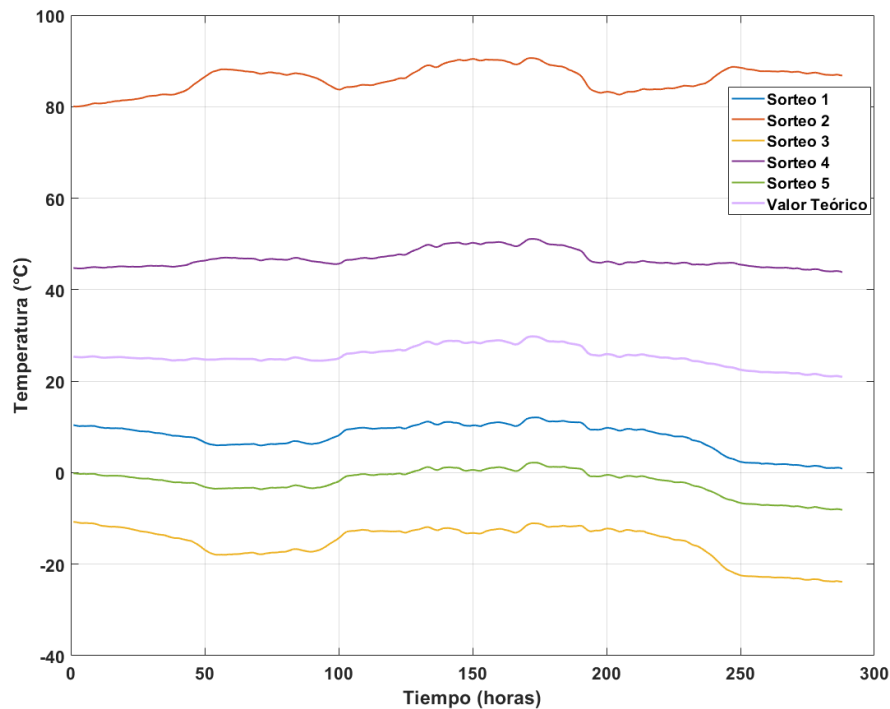


Figura 6.7: Variación en la temperatura de la línea de transmisión en función de variación de carga.

y ruido gaussiano en las mediciones), las desviaciones en los parámetros aumentan aún más, alcanzando valores de hasta 33,1 %, 31,46 % y 88,61 % en la resistencia, inductancia y capacitancia respectivamente. Esto confirma que la presencia combinada de estos errores amplifica la incertidumbre en la estimación de los parámetros.

- **Relación entre el error y el estado de carga:** Se ha evidenciado una correlación entre el error en los parámetros eléctricos y el nivel de carga de la línea. Aunque inicialmente se esperaba que los errores sistemáticos generaran una desviación constante, los resultados muestran que las variaciones en la resistencia y otros parámetros están influenciadas por el perfil de carga. Esto sugiere que la carga de la línea puede afectar la manifestación de los errores en las mediciones.
- **Implicaciones en la estimación de temperatura:** La desviación en la resistencia, al ser interpretada como una variación en la temperatura de la línea, implica diferencias significativas respecto a la temperatura real. En el caso más extremo, se estima una diferencia de hasta 92,11 °C, lo que resalta la importancia de considerar los errores sistemáticos en la estimación de la temperatura promedio de la línea.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 7

Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

Como se determinó en la capítulo anterior, las no idealidades del sistema de medición desempeñan un papel fundamental en la estimación de los parámetros de la línea. Por ello, en este capítulo se analizará e implementará un sistema que permita optimizar y minimizar el error en la determinación de la temperatura media de los conductores. El núcleo de este sistema se fundamenta en un algoritmo existente en la literatura. En particular, se ha seleccionado el algoritmo desarrollado por Ritzmann [28] en su tesis doctoral.

La implementación se basará en dicho algoritmo, realizando las adaptaciones necesarias para su correcta aplicación al caso de estudio de este proyecto. Posteriormente, el algoritmo será evaluado en un entorno de simulación, lo que permitirá medir su rendimiento y ajustar sus parámetros. Finalmente, se integrará con datos de campo, para lo cual será fundamental establecer una metodología de depuración de datos, la cual se detallará en las siguientes secciones.

7.1. Implementación del algoritmo para la estimación de factores de corrección de errores sistemáticos

El presente algoritmo considera una línea de transmisión modelada conforme a lo descrito en la Sección 2.1 , perfectamente transpuesta. Asimismo, se consideran las mediciones de sincrofasores de secuencia directa [36] obtenidas a partir de las PMU ubicadas en los extremos de la línea, representadas como $\tilde{V}_s$, $\tilde{V}_r$, $\tilde{I}_s$ y $\tilde{I}_r$.

En consecuencia, las ecuaciones de los parámetros de una línea monofásica pueden aplicarse también a una línea trifásica. Por lo tanto, siguiendo la convención de signos ilustrada en la Figura 7.1, se obtienen las expresiones ya detalladas en el Capítulo 2 en las ecuaciones 2.21 y 2.26.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

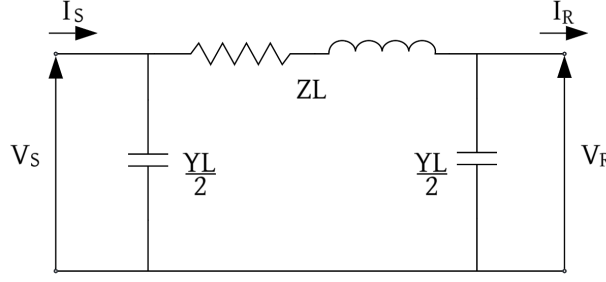


Figura 7.1: Modelo Pi para una línea de transmisión.

Se definen los números complejos $\bar{a}_s$, $\bar{b}_s$, $\bar{a}_r$ y $\bar{b}_r$ como los factores de corrección que minimizan los errores sistemáticos en las medidas, tales que:

- $\bar{V}_s = \bar{a}_s \tilde{V}_s$
- $\bar{I}_s = \bar{b}_s \tilde{I}_s$
- $\bar{V}_r = \bar{a}_r \tilde{V}_r$
- $\bar{I}_r = \bar{b}_r \tilde{I}_r$

Dadas las definiciones establecidas, es posible escribir los parámetros de la línea en función de las medidas de sincrofasores:

$$\bar{Z} = \frac{(\bar{a}_s \tilde{V}_s)^2 - (\bar{a}_r \tilde{V}_r)^2}{(\bar{a}_s \tilde{V}_s)(\bar{b}_r \tilde{I}_r) + (\bar{a}_r \tilde{V}_r)(\bar{b}_s \tilde{I}_s)} \quad (7.1)$$

$$\bar{Y} = 2 \left(\frac{(\bar{b}_s \tilde{I}_s) - (\bar{b}_r \tilde{I}_r)}{(\bar{a}_s \tilde{V}_s) + (\bar{a}_r \tilde{V}_r)} \right) \quad (7.2)$$

Suponiendo que se cuenta con una sucesión de n medidas de sincrofasores en los extremos de una línea, tomadas en un instante t_i , con $i = 1, 2, 3, \dots, n$ se cumple:

$$\bar{Z}_i = \frac{(\bar{a}_s \tilde{V}_{s_i})^2 - (\bar{a}_r \tilde{V}_{r_i})^2}{(\bar{a}_s \tilde{V}_{s_i})(\bar{b}_r \tilde{I}_{r_i}) + (\bar{a}_r \tilde{V}_{r_i})(\bar{b}_s \tilde{I}_{s_i})} \quad (7.3)$$

$$\bar{Y}_i = 2 \left(\frac{(\bar{b}_s \tilde{I}_{s_i}) - (\bar{b}_r \tilde{I}_{r_i})}{(\bar{a}_s \tilde{V}_{s_i}) + (\bar{a}_r \tilde{V}_{r_i})} \right) \quad (7.4)$$

Bajo estas hipótesis, el problema de estimar los parámetros de la línea, es equivalente a estimar los factores de corrección $\bar{a}_s$, $\bar{b}_s$, $\bar{a}_r$ y $\bar{b}_r$ a partir de las n medidas de sincrofasores.

Para la estimación de los factores de corrección, se supone que las propiedades eléctricas de la línea se comportan según las siguientes hipótesis durante el periodo que comprende las n medidas:

1. La inductancia L y la capacitancia C varían con la temperatura debido a variaciones en el largo del conductor.

7.1. Implementación del algoritmo para la estimación de factores de corrección de errores sistemáticos

2. La conductancia G también varía con la temperatura, pero su valor en condiciones normales es menor a $10 \mu S$, y se considerará constante.
3. La resistencia R presenta coeficientes resistencia-temperatura de órdenes superiores, por lo que varía considerablemente con las condiciones ambientales y la carga de la línea. En consecuencia, se asumirá que la resistencia varía linealmente con el tiempo durante el período $t_n - t_1$ [28].

A partir de estas hipótesis, se procede a modelar el comportamiento de R , X y B según las funciones $f_R(t_i)$, $f_X(t_i)$ y $f_B(t_i)$ respectivamente, mientras que $f_G(t_i)$ se modelará como nula debido a la imposibilidad de determinar físicamente su valor por ser menor a $10 nS$. Para determinar las funciones se definen $\tilde{R}_i$, $\tilde{X}_i$, $\tilde{G}_i$ y $\tilde{B}_i$ como los valores de R_i , X_i , G_i y B_i imponiendo factores de corrección unitarios, es decir, los parámetros de la línea calculados directamente con las medidas tomadas, según las ecuaciones 2.21 y 2.26.

Como se asume una relación lineal entre la resistencia y el tiempo, f_R se define como:

$$f_R(t_i) = q_R t_i + r_R \quad (7.5)$$

Donde q_R y r_R se determinan mediante mínimos cuadrados, a partir de los n valores de $\tilde{R}_i$. Por otra parte, f_X y f_B se definen promediando las n medidas de $\tilde{X}_i$ y $\tilde{B}_i$:

$$f_B(t_i) = r_B = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{B}_i \quad (7.6)$$

$$f_X(t_i) = r_X = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{X}_i \quad (7.7)$$

Luego, para medir el ajuste de los modelos se definen S_R , S_X , S_G y S_B :

$$S_R = \sum_{i=1}^n [R_i - f_R(t_i)]^2 \quad (7.8)$$

$$S_X = \sum_{i=1}^n [X_i - f_X(t_i)]^2 \quad (7.9)$$

$$S_G = \sum_{i=1}^n G_i^2 \quad (7.10)$$

$$S_B = \sum_{i=1}^n [B_i - f_B(t_i)]^2 \quad (7.11)$$

El objetivo del algoritmo es encontrar los factores de corrección óptimos que mejor se ajusten a los modelos planteados, lo que equivale a minimizar S_R , S_X , S_G y S_B . Por lo tanto, el problema que se plantea corresponde a un problema de optimización, que se define a continuación.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

Sea $h \in \mathbb{R}^8$ tal que $h = (a_s, a_r, b_s, b_r, \arg(\bar{a}_s), \arg(\bar{a}_r), \arg(\bar{b}_s), \arg(\bar{b}_r))$:

$$\min_h g(h) = \mu_R^2 S_R + \mu_X^2 S_X + \mu_G^2 S_G + \mu_B^2 S_B \quad (7.12)$$

sujeto a:

$$\begin{cases} 0,9 & \leq a_s, a_r \leq 1,1 \\ 0,9 & \leq b_s, b_r \leq 1,1 \\ -0,1 & \leq \arg(\bar{a}_s), \arg(\bar{a}_r) \leq 0,1 \\ -0,1 & \leq \arg(\bar{b}_s), \arg(\bar{b}_r) \leq 0,1 \end{cases} \quad (7.13)$$

La función g es una función de la variable h , ya que S_R, S_X, S_G y S_B dependen de R_i, X_i, G_i y B_i , que a su vez son funciones de $\bar{a}_s, \bar{b}_s, \bar{a}_r$ y $\bar{b}_r$. Los factores μ_R, μ_X, μ_G y μ_B deben ser elegidos para modificar el peso relativo de cada uno de los parámetros. Por ejemplo, tomando $\mu_R = \mu_X = \mu_G = \mu_B = 1$, los términos S_R y S_X dominarían en el ajuste debido a que los parámetros R y X son del orden de las unidades y las decenas respectivamente, mientras que el parámetro G tiene valores despreciables y B valores del orden de los microsimens, por lo que los residuales S_R y S_X tendrán una mayor relevancia que S_G y S_B en la función a minimizar.

Las condiciones de borde para la optimización se establecen según la clase de precisión de los transformadores de medida y las PMUs. Considerando lo expuesto en la Subsección 6.3.1, se adopta un enfoque conservador en el cual los errores sistemáticos en los módulos de tensión y corriente no superan el 10 %, mientras que los errores de fase permanecen por debajo de 0,1 rad tanto para tensión como para corriente.

El problema 7.12, con las restricciones planteadas en 7.13 es un problema de optimización no lineal. La función $g(h) : \mathbb{R}^8 \rightarrow \mathbb{R}_{\geq 0}$, es una combinación lineal de cuatro variables independientes S_R, S_X, S_G y S_B , con constantes positivas μ_R, μ_X, μ_G y μ_B . Estas constantes permiten nivelar el peso relativo de cada residual en el proceso de optimización. En la Subsección 7.2.5 se detalla la elección de los mismos.

El problema de optimización se resuelve con la función *fmincon* de *Matlab* [31] la cual permite resolver problemas de optimización no lineales con restricciones de caja.

Una vez resuelto el problema de optimización, se tienen los factores de corrección óptimos para la serie de n medidas considerada.

A continuación, se presenta un esquema general que resume la implementación del sistema propuesto para la estimación de errores sistemáticos, desde la adquisición de medidas hasta la obtención de los factores de corrección óptimos:

7.1. Implementación del algoritmo para la estimación de factores de corrección de errores sistemáticos

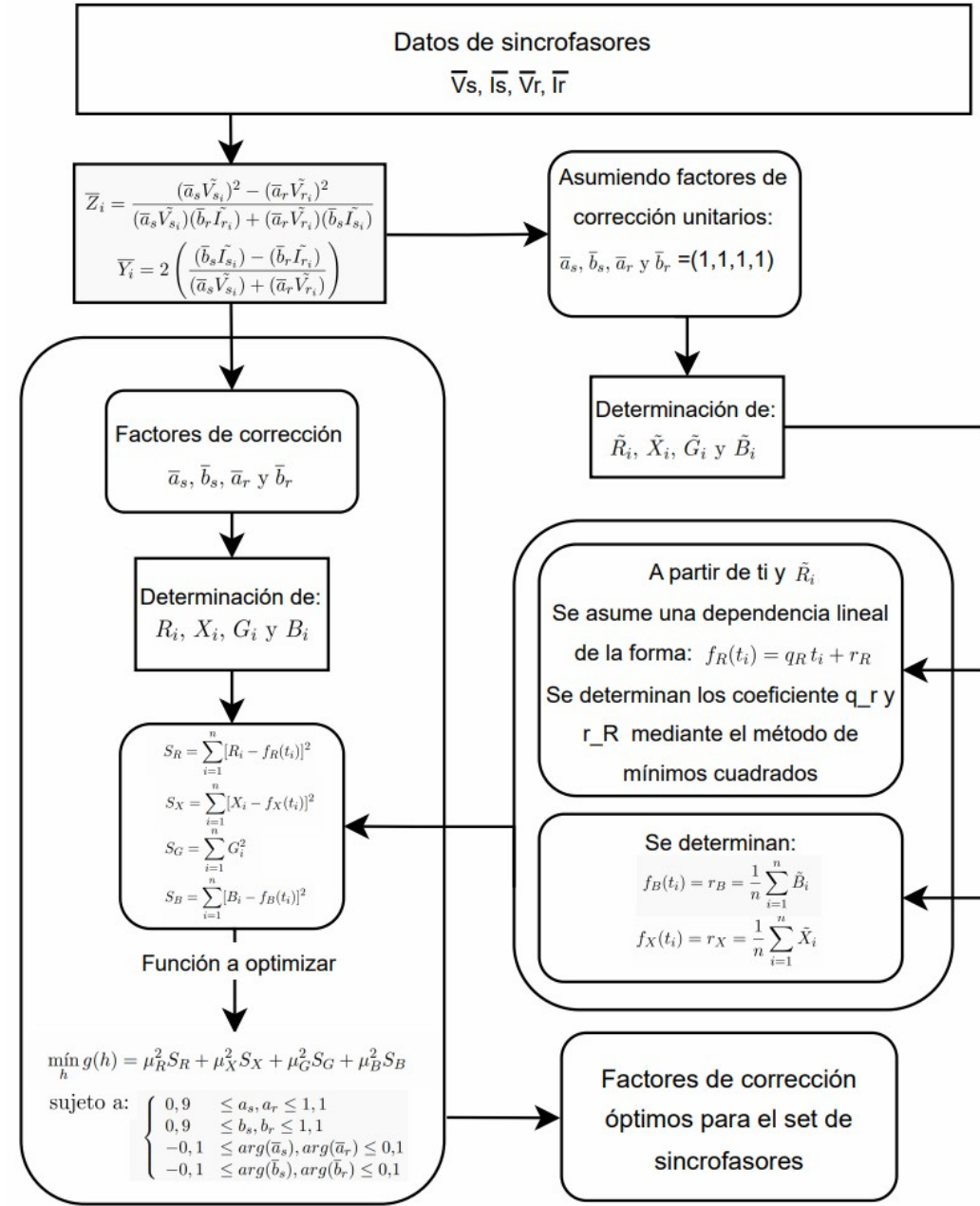


Figura 7.2: Esquema de algoritmo de determinación de factores de corrección.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

7.2. Ejecución del sistema implementado

Como se explicó en la subsecciones anteriores, dado un conjunto de medidas de sincrofasores y ejecutando el algoritmo de estimación de errores sistemáticos se encuentran los parámetros de corrección óptimos, por lo tanto surge la interrogante de cómo se debería de tomar este conjunto de datos para obtener la estimación óptima de los parámetros.

7.2.1. Condiciones sobre las ventanas de medidas

Para analizar los conjuntos de datos de sincrofasores se estos se dividen en ventanas, las cuales son analizadas de formas independiente. Dado un conjunto de N medidas de sincrofasores $\bar{V}_{s_i}$, $\bar{I}_{s_i}$, $\bar{V}_{r_i}$, $\bar{I}_{r_i}$, con $i = 1, 2, 3, \dots, N$, para cada tamaño de ventana n ($n \in [1, N]$), hay $N - n + 1$ formas de elegir la ventanas de datos contiguos, por lo tanto, el número total de ventanas posibles es la suma:

$$\Gamma = \sum_{n=1}^N (N - n + 1) = \frac{N(N + 1)}{2}$$

No obstante, algunas de estas ventanas deben ser excluidas debido a su escasa variabilidad en las mediciones acorde a lo mencionado por [28], ya que su aporte a la estimación de los parámetros de corrección resulta insignificante, una ventana no es descartada si se cumple la siguiente desigualdad:

$$\max |\bar{I}_{s_i}| - \min |\bar{I}_{s_i}| \geq \frac{\eta}{n} \sum_{i=1}^n |\bar{I}_{s_i}|.$$

Esta desigualdad evalúa la variación en la corriente para determinar si una ventana debe ser descartada. El parámetro $\eta \in \mathbb{R} \geq 0$ debe ser seleccionado de manera que su valor sea, al menos, un orden de magnitud superior al error en las mediciones [28]. Se considera $\eta = 10\%$ de forma conservadora para el descarte de ventanas.

Adicionalmente, es necesario establecer un número mínimo de medidas (n_{min}) que cada ventana debe contener. Dado que las mediciones de temperatura de los ampacimones se registran cada 5 minutos, se adopta esta unidad de tiempo como la mínima duración permitida para una subventana. En consecuencia, considerando la tasa de muestreo de los sincrofasores, la longitud mínima posible de medidas de una ventana será equivalente a 5 minutos, es decir,

$$n_{min} \geq \frac{5 \cdot 60}{T_s}$$

Siendo T_s la tasa de muestreo actual de los datos especificada en segundos.

Finalmente, sea Ψ la totalidad de ventanas excluidas, el número total de sub-ventanas aptas para su utilización en el algoritmo se determina como:

$$\Lambda = \Gamma - \Psi.$$

7.2. Ejecución del sistema implementado

7.2.2. Explicación de cómo se ejecutó el sistema

Dado un set de datos que se asume curado¹ al cual llamaremos “Set Global”, para la determinación del parámetro de corrección óptimo ($\overrightarrow{h_{opt}}$) para todo el set se procede de la siguiente forma sobre los datos:

Se ajusta la tasa de muestreo de la señal original (proveniente de la simulación o de las PMUs) a T_s , mediante un promedio de las muestras dentro de cada intervalo de duración T_s . En este proceso de submuestreo, se considera que los sincrofasores pasan de una tasa de reporte de 40 *ms* a una tasa de 1 *s*. Este valor ha sido seleccionado con el objetivo de reducir el ruido aleatorio presente en las mediciones y disminuir el costo computacional asociado al procesamiento de datos.

Se selecciona un subconjunto de datos de menor longitud, denominado “Set de Calibración”, el cual es representativo y está libre de anomalías. Sobre este conjunto se ejecuta el algoritmo de estimación de errores sistemáticos. La principal ventaja de este método de calibración es la reducción del costo computacional, optimizando los tiempos de ejecución.

Se recorre el set de calibración mediante una ventana deslizante, la cual avanza desde la primera muestra con una longitud de T_W (especificada en horas). Con base en criterios establecidos durante la práctica y las hipótesis del algoritmo de estimación de errores sistemáticos, se considera que T_W debe de estar entre 0,5 y 1 *hs*.

La estructura mencionada previamente está descrita por la Figura 7.3.

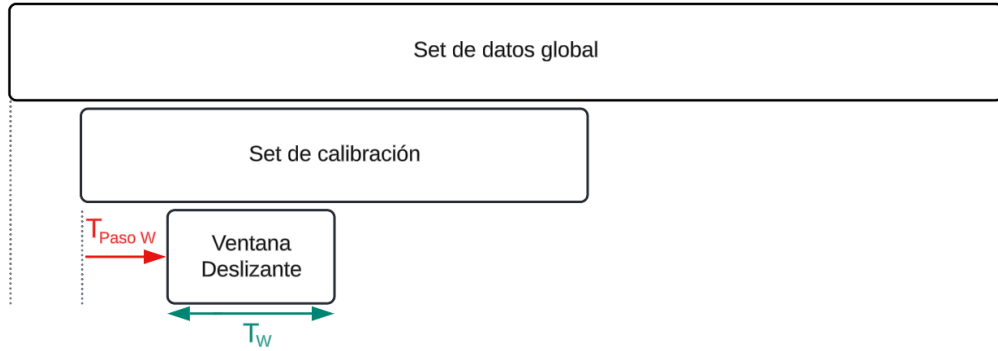


Figura 7.3: Estructura de datos.

Dentro de cada ventana, se verifica que cumpla lo establecido en la Subsección 7.2.1. Si esta condición no se cumple, el algoritmo no se evaluará en dicha subventana y se continuará con la siguiente.

¹Por curado se entiende que los datos fueron procesados y que se eliminaron aquellos considerados dañados. Este procedimiento se detalla en el Capítulo 8.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

Posteriormente, la ventana se desliza un intervalo de T_{Paso_W} (especificado en minutos), con la restricción de que debe ser mayor a 5 minutos. Este procedimiento se repite iterativamente hasta alcanzar el final del set de calibración.

Si no se encuentran parámetros de corrección para todas las ventanas, se reduce el paso de la ventana y se repite el proceso de forma iterativa hasta alcanzar el valor mínimo permitido. El procedimiento comienza con un paso inicial de 20 minutos, reduciendo el paso en 5 minutos.

En cada ventana, una vez ejecutado el algoritmo, se verifica que la temperatura calculada a partir del resultado de la resistencia, tras aplicar los factores de corrección a todo el set de calibración, cumpla con los límites previamente establecidos mediante las curvas de “Máxima temperatura teórica” y “Temperatura ambiente”².

Si esta condición no se cumple, el algoritmo se vuelve a ejecutar en el set de calibración, pero utilizando las medidas de sincrofasores corregidas con los factores obtenidos en la iteración anterior. Este proceso se repite un número predefinido de veces para evitar tiempos de ejecución excesivamente largos.

De esta forma se obtienen los factores $\vec{h}_i$, junto con el indicador $S_{l_{cg_i}}$, que son los factores de corrección para cada ventana y el residual de los parámetros que se define a continuación.

7.2.3. Determinación de parámetros óptimos de corrección

Para determinar cuál es el óptimo de estos $\vec{h}_i$ se estudiaron 2 criterios:

El primero consta de considerar el valor promedio de todos los factores de corrección, de esta forma nos quedaríamos con el factor que mejor representa el set de calibración.

Por otro lado, el criterio 2 consiste en que, para cada $\vec{h}_i$, se corrigen los sincrofasores y se determinan los parámetros de la línea, l_i , c_i y g_i , basándonos en la hipótesis de que estos valores no varían significativamente con la temperatura, como se estudió en Sección 3.4. Estos parámetros serán comparados con los valores teóricos determinados en la sección Sección 3.4. De esta manera, se definen los residuales:

- $S_{l_i} = (l_{\text{Teórico}} - l_{\text{Calc}})^2$
- $S_{c_i} = (c_{\text{Teórico}} - c_{\text{Calc}})^2$

²Las curvas serán presentadas en las secciones correspondientes a cada tipo de análisis, ya sea basado en simulaciones o en datos reales.

7.2. Ejecución del sistema implementado

$$\blacksquare S_{g_i} = (g_{Teórico} - g_{Calc})^2$$

A partir de estos residuales se define el residual total:

$$S_{l_{cg_i}} = S_{l_i} + S_{c_i} + S_{g_i}$$

Se selecciona el factor de corrección óptimo en función del mínimo de $S_{l_{cg_i}}$, es decir:

$$\vec{h}_{Optimo} = \vec{h}_i \text{ donde } i = \arg \min_i S_{l_{cg_i}}$$

7.2.4. Cálculo de la temperatura corregida

A partir de los factores de corrección óptimos determinados para los criterios 1 y 2, se corrigen las mediciones de sincrofasores y se calculan los parámetros eléctricos mediante las ecuaciones 7.3 y 7.4. Posteriormente, se estima la temperatura a partir del valor de la resistencia, utilizando la ecuación 2.31, y se muestra el resultado en pantalla.

Resumiendo lo descrito anteriormente el sistema global implementado está representado en el diagrama de flujo de la Figura 7.4.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

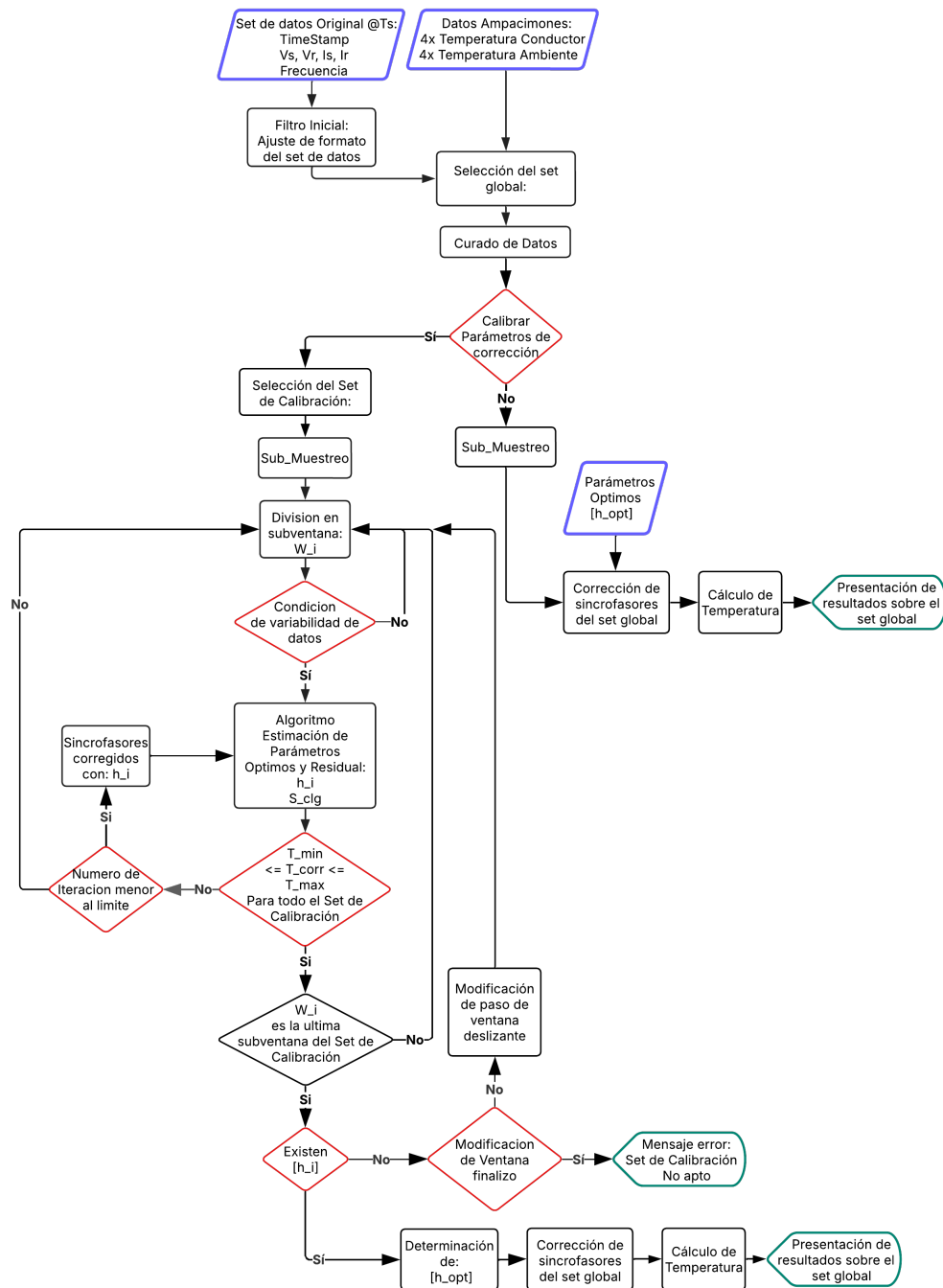


Figura 7.4: Diagrama de flujo del sistema total implementado.

7.2.5. Determinación de pesos óptimos para la función de costo

Si bien en [28] se menciona la posibilidad de utilizar factores de peso para ajustar las magnitudes relativas de las variables en la Ecuación 7.12, y se discute su influencia en la calidad del ajuste de la optimización, no se propone un procedimiento concreto para determinar dichos pesos.

En este trabajo, dado que los parámetros reales de la línea utilizados en la simulación³ son conocidos, se plantea la determinación de una configuración óptima de pesos en la función de costo de la Ecuación 7.12, con el objetivo de obtener estimaciones más precisas tras la aplicación del algoritmo. La función de costo definida permite cuantificar la diferencia entre los valores reales y estimados de resistencia, considerando además la incorporación de ruido y errores sistemáticos en las mediciones.

Para explorar posibles combinaciones de pesos y evaluar su impacto en la estimación, se emplearon métodos como *grid search* y algoritmos genéticos, los cuales permiten realizar una búsqueda eficiente en el espacio de soluciones. Este enfoque constituye un aporte original de este trabajo, dado que introduce una metodología concreta para la determinación de los pesos, mejorando el desempeño del proceso de optimización.

Diseño de la Función de Costo

Para evaluar la calidad de la estimación obtenida con diferentes configuraciones de pesos, se diseñó una función de costo basada en la diferencia absoluta entre la resistencia real de la línea (fijada en la simulación de la 7.3.1) y la resistencia estimada a partir de las medidas corregidas por el algoritmo. Esta función cuantifica el error de estimación y sirve como criterio para la optimización de los pesos. Se define como:

$$C = \sum_{k=1}^N \left| R_r^{(k)} - R_e^{(k)} \right| \quad (7.14)$$

Donde:

- C es el valor de la función de costo a minimizar.
- N es el número total de muestras válidas.
- $R_r^{(k)}$ es la resistencia real de la línea en la muestra k , conocida en la simulación.
- $R_e^{(k)}$ es la resistencia estimada en la muestra k tras la corrección de medidas en la simulación.

El proceso de optimización busca minimizar esta diferencia, logrando que la estimación de la resistencia corregida sea lo más cercana posible a la resistencia

³Metodología que se desarrollara en siguientes capítulos

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

real. Se excluyen del cálculo aquellas muestras en las que no se disponga de datos válidos para ambas resistencias. De este modo, se garantiza que el ajuste de los pesos se base únicamente en datos confiables.

Exploración Inicial y Definición de Rangos para Grid Search

Se realizaron pruebas exploratorias para identificar rangos adecuados para cada parámetro y evaluar su impacto en la función de costo. Dado que la función de costo original utilizada en la estimación de parámetros del modelo de la línea está definida como se muestra en la Ecuación 7.12, donde cada término representa una contribución distinta a la penalización total, se observó que los valores óptimos de los pesos μ_R , μ_X , μ_G y μ_B debían compensar las diferencias de magnitud de los términos S_R , S_X , S_G y S_B . En particular, el rango típico de la resistencia de la línea es del orden de ohmios, mientras que los otros términos corresponden a valores en los órdenes de mili y nano.

Para obtener una función de costo equilibrada, se realizaron múltiples pruebas de Grid Search con distintos rangos y se encontró que los mejores resultados se obtenían cuando los valores de los pesos ajustaban la contribución de cada término a un nivel comparable, evitando que uno dominara sobre los demás.

Resultados Obtenidos

Se realizaron dos exploraciones independientes con Grid Search, uno para cada criterio de evaluación del algoritmo de optimización definidos en Subsección 7.2.3. Los pesos obtenidos tras la exploración con Grid Search se muestran en la Tabla 7.1

Tabla 7.1: Resultados de de pesos óptimos en función del criterio determinado con grid search.

Peso	Criterio 1	Criterio 2
μ_R	15	18
μ_L	1000	1020
μ_G	$1,3 \times 10^9$	$1,2 \times 10^9$
μ_B	$7,5 \times 10^9$	$7,6 \times 10^9$

Estos valores permitieron equilibrar la contribución de cada término en la función de costo (Ecuación 7.12), evitando que alguno dominara el resultado final y mejorando la estabilidad del proceso de optimización. Como resultado, se logró una reducción significativa del error en la estimación de la resistencia, evidenciando la efectividad de la metodología aplicada para la optimización del problema planteado.

Optimización con Algoritmo Genético

Posteriormente, se aplicó un algoritmo genético para refinar los pesos obtenidos en Grid Search. Se realizaron dos optimizaciones independientes, una para cada criterio de evaluación. Los algoritmos genéticos son técnicas de optimización

7.3. Desempeño del sistema con datos simulados

inspiradas en la evolución biológica, utilizando operadores como selección, cruza y mutación para buscar soluciones óptimas [32].

Los pesos obtenidos tras la optimización con algoritmo genético se observan en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2: Resultados de de pesos óptimos en función del criterio determinado con con el algoritmo genético.

Peso	Criterio 1	Criterio 2
μ_R	12	18
μ_L	980	1050
μ_G	$1,3 \times 10^9$	$1,15 \times 10^9$
μ_B	$7,2 \times 10^9$	$7,8 \times 10^9$

Estos pesos serán utilizados de aquí en más en todas las corridas que se realicen.

En el Apéndice C se pueden observar en detalle la evolución del proceso de optimización del algoritmo genético implementado.

7.3. Desempeño del sistema con datos simulados

Antes de aplicar el algoritmo a datos reales de la línea, se desarrolló un entorno de simulación en Matlab para evaluar su desempeño en condiciones controladas. Este entorno se construyó a partir de las características físicas y eléctricas de la línea Bonete - Young (BOB-YOU).

Se seleccionó la línea BOB-YOU debido a que, de las dos líneas a las cuales se tuvo acceso para el desarrollo de la tesis, es la que cuenta con mayor información sobre sus características constructivas, eléctricas y físicas, por las cuales es posible determinar sus parámetros eléctricos a distintas temperaturas, algo que no es posible realizar en el caso de la línea TRI-ROD.

El propósito principal de esta simulación es validar la estabilidad y precisión del modelo antes de integrarlo con mediciones reales provenientes de unidades de medición fasorial (PMUs) instaladas en la línea TRI-ROD. De esta manera, se pueden identificar posibles ajustes en los parámetros del algoritmo, mejorando su robustez frente a escenarios diversos y optimizando su desempeño en la estimación de la temperatura media del conductor.

7.3.1. Entorno de Simulación

Para desarrollar el entorno de simulación, primero se cargaron las ecuaciones del álgebra de cuadripolos que describen el modelo Pi (Subsección 2.1.1) de la línea de transmisión. A continuación, se estableció la temperatura de la línea en función de las mediciones realizadas por los dispositivos Ampacimon ubicados a lo largo de su recorrido, reflejando así su comportamiento real.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

Una vez establecido el perfil de temperatura, se definió un perfil típico de potencias activa (P) y reactiva (Q) basado en el comportamiento de otras líneas. Este perfil refleja las variaciones que la línea experimenta durante varios días de operación, permitiendo evaluar el desempeño del algoritmo en condiciones representativas del sistema real.

Tomando el nodo BOB como emisor (S) y el nodo YOU como receptor (R), se establece una tensión fase-tierra constante en el nodo S de $\bar{V}_s = \frac{151,5}{\sqrt{3}} \text{ kV}$ (1,01 pu).

Conociendo los valores P_r y Q_r en el nodo R, es posible determinar $\bar{I}_s$, $\bar{V}_r$ e $\bar{I}_r$ mediante el álgebra de cuádrupolos (función implementada en Matlab mencionada en Capítulo 6). A partir de estas variables, se generan los sincrofasores de tensión y corriente de la línea BOB-YOU en el entorno de simulación, con una tasa de reporte definida.

Por último, se introduce ruido gaussiano de media nula y errores sistemáticos a las mediciones de sincrofasores generadas (acorde a los modelos presentados en el Capítulo 6), simulando las imprecisiones presentes tanto en los transformadores de medida de protección (TT y TI) como en las PMU. De este modo, se obtienen los sincrofasores con errores $\tilde{V}_s$, $\tilde{V}_r$, $\tilde{I}_s$ y $\tilde{I}_r$.

Resultados de caso particular

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para un caso específico dentro del entorno de simulación desarrollado, en el Apéndice D se presentan resultados adicionales de esta evaluación.

Se muestran los valores de entrada utilizados, incluyendo los perfiles de potencia activa y reactiva, así como las tensiones y corrientes en los nodos de la línea. A partir de estos datos, se analizan las salidas del algoritmo, evaluando su desempeño en la estimación de las variables de interés y su sensibilidad ante las perturbaciones introducidas en la simulación.

Esta evaluación permite validar el correcto funcionamiento del modelo en condiciones que aproximan la operación real, identificando posibles mejoras en la calibración de los parámetros y en la robustez del método frente a variaciones en el sistema.

Para el entorno de simulación acorde a lo descrito previamente, es necesario configurar los siguientes parámetros generales para obtener las mediciones teóricas de los sincrofasores y mediciones con errores sintéticas:

- **Tiempo de simulación:** en todos los casos, el intervalo de calibración y global coinciden y son de 6 horas de operación. Se ha seleccionado esta duración para evitar tiempos excesivamente largos al realizar las pruebas. Inicialmente, se utiliza una tasa de muestreo de 40 ms, que posteriormente se ajusta a una tasa de muestreo minutal.
- **Errores sistemáticos y ruido:** los valores de estos parámetros se generan siguiendo la metodología explicada en el Capítulo 6. Sin embargo, en este

7.3. Desempeño del sistema con datos simulados

caso, se incrementan únicamente los valores de los errores máximos de los transformadores de tensión (TT) y de los transformadores de corriente (TI) para adoptar un enfoque más conservador. Estos valores corresponden a 1 % y 2 % en módulo, respectivamente, mientras que para la fase, se consideran 0,01 *rad* y 0,02 *rad* respectivamente, para las PMU y características de ruido se mantienen las detalladas en Capítulo 6.

- **Tensión en pu del nodo *S*:** en todas las pruebas, este valor se establece en 1.01 pu. En la Figura 7.5 se puede observar cómo varía la tensión en el nodo *R* a medida que el perfil de carga cambia.

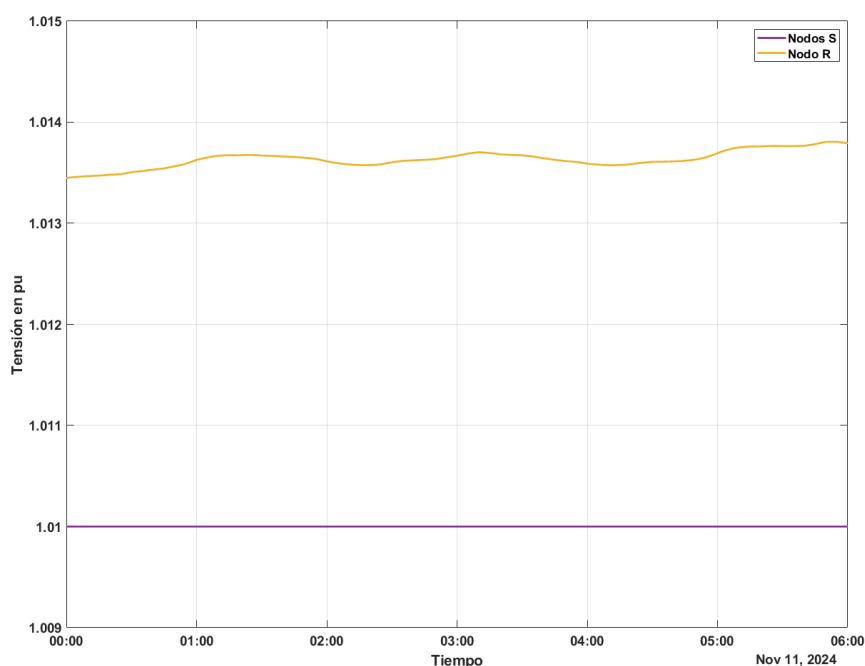


Figura 7.5: Perfil de tensiones utilizado.

- **Potencia aparente en el nodo *R*:** para definir este parámetro se debe garantizar que las magnitudes de corriente presenten una variación mínima para que la ventana a evaluar sea válida, de acuerdo con la condición establecida en Subsección 7.2.1, adicionalmente se debe definir un perfil de reactiva acorde para que no haya grandes apartamientos entre los nodos *S* y *R*. El perfil utilizado para este caso particular se puede observar en la Figura 7.6. En este perfil se obtienen ventanas en las cuales se cumplen la condición de variabilidad y en las que no, esto se hizo de forma consciente tratado de simular de mejor manera la realidad.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

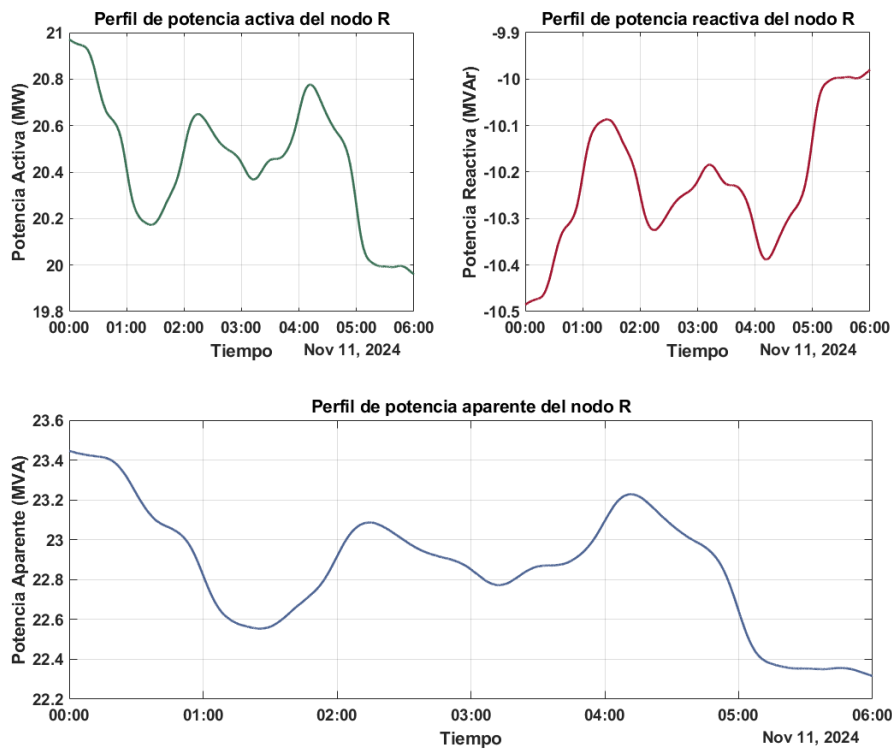


Figura 7.6: Perfil de potencias activa, reactiva y aparente utilizadas en la simulación.

- **Temperatura utilizada:** para configurar los parámetros del cuadripolo a ensayar, es necesario establecer la temperatura de referencia. Una vez definida, se determinan los valores de los parámetros r , l y c (definiendo $g = 0$ S) a utilizar. El perfil de temperatura empleado en todos los casos se muestra en la Figura 7.7 comparada con la temperatura calculada con medidas de sincrofasores con errores. Se optó por un perfil de temperatura variable, de modo de que el entorno de simulación se asimile más a la realidad.

7.3. Desempeño del sistema con datos simulados

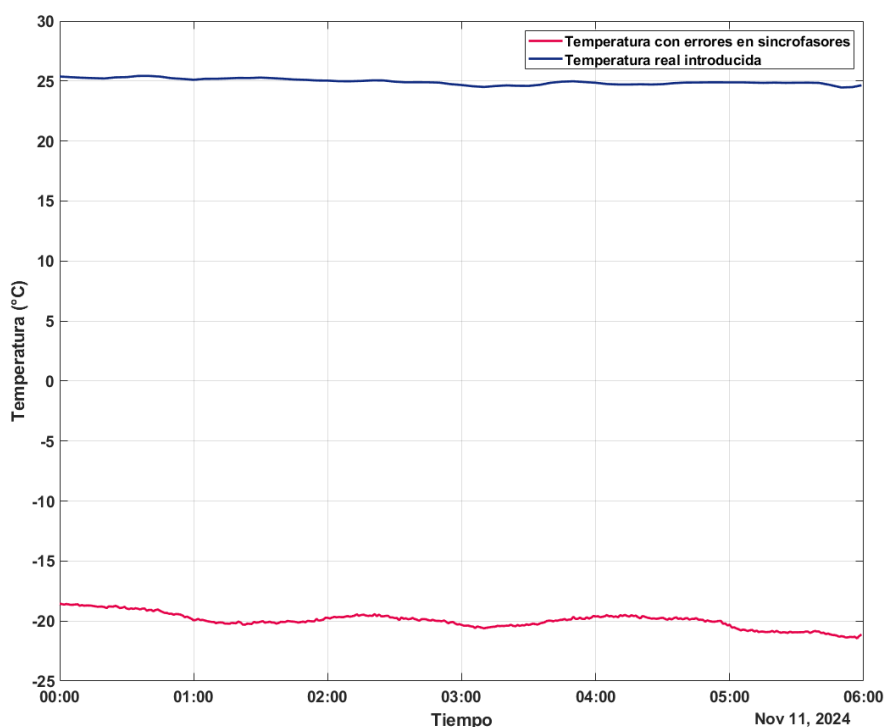


Figura 7.7: Perfiles de temperatura utilizados. En azul se representa la temperatura real introducida al modelo, en rojo se representa la temperatura calculada luego de haber introducido no idealidades a los sincrofasores.

- **El tamaño de ventana:** fijo en 1 hora y el paso de la ventana deslizante es de 20 minutos.
- **Las condiciones de borde en temperatura:** se establecieron considerando la temperatura real definida, con un margen de $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Esto se debe a que es posible estimar la temperatura máxima bajo hipótesis conservadoras. Para el límite inferior, en condiciones sin presencia de lluvia, se asume que la temperatura nunca estará por debajo de la temperatura ambiente.

Una vez aplicado el algoritmo, se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 7.8.

En la Figura 7.9 se muestra el error entre la temperatura teórica y la temperatura corregida tras compensar los errores sistemáticos. Para el caso particular considerado, se observa que el criterio 2 presenta un mejor desempeño en la estimación de la temperatura, con un error apenas superior a un grado. En contraste, el criterio 1 alcanza un error máximo de aproximadamente $1,75^{\circ}\text{C}$. Estos valores corresponden a un máximo error del 4% y 7%, respectivamente para el caso particular planteado.

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

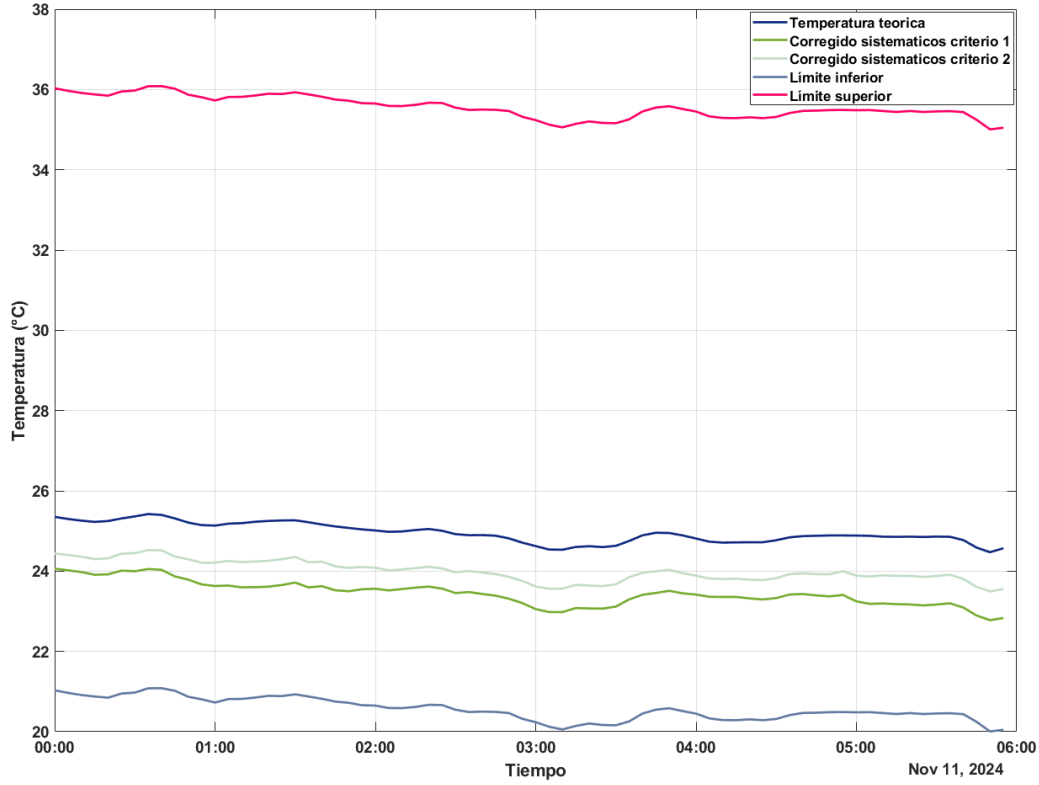


Figura 7.8: Resultados obtenidos. En azul se muestra la temperatura real introducida tomada de los sensores Ampacimon; en rojo y celeste, los límites superior e inferior utilizados; y finalmente, en verde oscuro y verde claro, los resultados obtenidos al aplicar el algoritmo de corrección para ambos criterios de selección de parámetros.

Adicionalmente, para evaluar el rendimiento del algoritmo en el entorno simulado de forma más general, se realizó un análisis montecarlo, que consiste en n sorteos de errores sistemáticos bajo un mismo perfil de carga. A partir de estos n sorteos, se evaluaron las siguientes características:

- Tasa de convergencia (**TC**, expresada en %): definida como la cantidad de veces que el algoritmo converge, dividida entre el número total de ejecuciones.
- Error promedio en temperatura (**EPT**, expresado en grados Celsius): determinado como el promedio del valor absoluto del error en temperatura para cada factor de corrección en las n ejecuciones del algoritmo dentro del perfil de carga definido, es decir:

$$EPT = \text{Promedio} (|T_{\text{Referencia}} - T_{\text{Corregida}}|) \quad (7.15)$$

- Error máximo en temperatura (**EMT**, expresado en grados Celsius): análogo a **EPT**, pero considerando el error absoluto máximo en temperatura dentro del perfil de carga definido, es decir:

7.3. Desempeño del sistema con datos simulados

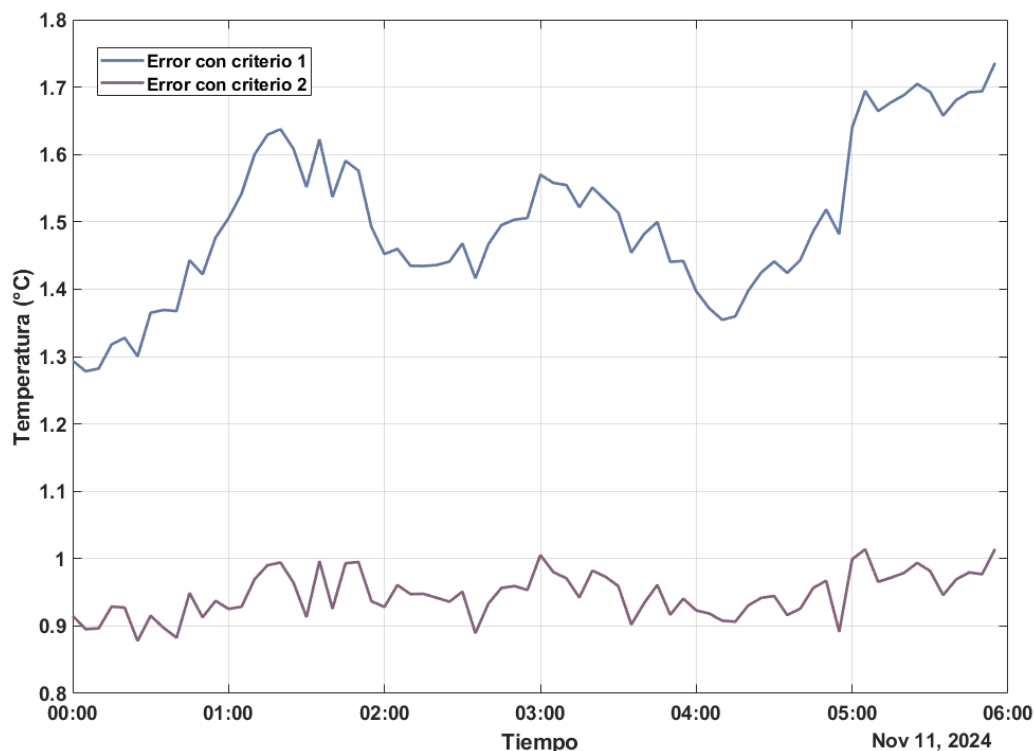


Figura 7.9: Error de temperatura según el criterio de selección de pesos óptimos utilizado.

$$EMT = \text{Max} (|T_{\text{Referencia}} - T_{\text{Corregida}}|) \quad (7.16)$$

Para cada sorteo de errores sistemáticos, se ejecuta individualmente el algoritmo de estimación de factores de corrección con los pesos correspondientes a cada caso, y en cada convergencia se determinan el *EPT*, el *EMT* y la varianza promedio.

Para analizar estos cuatro parámetros definidos se considera el mismo perfil de potencias en el nodo *R* que se utilizó para el caso particular (Figura 7.6) y se consideran debido a los largos periodos de ejecución 500 sorteos. Los resultados de los parámetros obtenidos de aplicar el procedimiento anterior se muestran en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Resultados de estudiar el rendimiento del algoritmo en el entorno de simulación.

Criterio	<i>TC</i> (%)	<i>EPT</i> (°C)	<i>EMT</i> (°C)
1	95,13	1,424	5,384
2	94,54	2,259	5,423

Los resultados presentados en la Tabla 7.3 evidencian el buen desempeño del algoritmo en el entorno simulado. Se observa que, independientemente del criterio

Capítulo 7. Implementación del sistema para la determinación de la temperatura media de la línea

utilizado, se obtienen resultados aceptables, lo que confirma la robustez del método. La alta tasa de convergencia (TC) indica que el algoritmo logra soluciones consistentes en la mayoría de las realizaciones, mientras que los valores obtenidos para el EPT y EMT reflejan una precisión adecuada en la estimación de los factores de corrección.

En las siguientes secciones se evaluará el sistema con datos reales tomados de las PMU en los extremos de la línea TRI-ROD y se utilizarán ambos criterios para obtener los resultados globales.

Capítulo 8

Funcionamiento del sistema con datos reales

8.1. Curado de datos

Al comenzar a trabajar con medidas reales, uno de los primeros pasos esenciales es realizar un curado a los datos obtenidos. Este proceso tiene como objetivo eliminar las muestras erróneas, de baja calidad o aquellas capturadas durante transitorios en la red. La calidad de las medidas es un factor clave, ya que el análisis de los parámetros de las líneas se realiza bajo la hipótesis de operación en condiciones de régimen permanente, donde no se presentan oscilaciones o variaciones abruptas en las señales.

En esta tesis se diseñó e implementó un proceso de curado de datos de sincrofasores, con el objetivo de eliminar valores espurios y asegurar que las mediciones se mantuvieran dentro de los límites operativos predefinidos.

Las mediciones provienen de múltiples PMU, que reportan tanto los módulos como los ángulos de las tensiones y corrientes de las tres fases en ambos extremos de la línea, así como las componentes directas asociadas. Estas señales son sensibles a diversos tipos de errores que deben ser identificados y mitigados para preservar la integridad de los análisis posteriores.

Las mediciones utilizadas fueron proporcionadas por UTE. Estas están constituidas por: marca temporal (time stamp), sincrofasores de componente directa de tensión y corriente en ambos extremos de la línea TRI-ROD y la frecuencia de la red (lo que nos da un total de 10 variables para trabajar), todo a una tasa de muestreo de 40 *ms*.

En las siguientes secciones, se catalogan los errores identificados en los datos reales y se describen las estrategias empleadas para eliminarlos o mitigarlos. Entre estos errores se incluyen:

- La detección de datos espurios.

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

- La identificación de errores de sincronización en las fases de los sincrofasores.
- La verificación de límites físicos en las magnitudes de tensión y corriente.

Es importante destacar que cada vez que se reconoce un error en una variable individual, el cambio realizado se extiende a las otras ocho variables. Esto es fundamental, ya que alterar únicamente una de ellas rompería la correlación con el resto. Dicha correlación se preserva porque las muestras en los extremos están correlacionadas a través de las ecuaciones del cuadripolo.

8.1.1. Ajuste de signo en las fases

Las PMU ubicadas en los extremos de la línea, encargadas de reportar los sincrofasores, miden la corriente que fluye a través de la línea. Dado que esta corriente circula desde un extremo hacia el otro, una de las mediciones de corriente presenta un signo negativo respecto a la convención típica.

Para resolver este inconveniente, que se observa en una de las fases de la corriente, se aplica una corrección de 180° a la fase de dicha corriente (se le restan 180°), realizando esta corrección se obtiene la fase de la corriente en el nodo ROD (Figura 8.1) con el signo acorde a la convención utilizada para los cálculos desarrollados en secciones anteriores.

Cabe destacar que, como se mencionó en secciones anteriores, la red eléctrica no mantiene una frecuencia constante de 50 Hz. Esta variación afecta a las fases de los fasores de tensión y corriente, que fluctúan en lugar de permanecer estáticos. Este comportamiento se debe a que las PMU adquieren las señales mediante un muestreo sincronizado, utilizando pulsos por segundo (1 PPS) generados por señal de sincronismo. Gracias a esta sincronización global, las PMU pueden determinar con precisión la fase de cada fasor en tiempo real.

Para solucionar este problema y poder aplicar filtros sobre las fases de las magnitudes, las fases de corriente y tensión son recalculadas en relación a la fase del fasor de tensión $\bar{V}_s$. De este modo, se elimina la variación temporal de las fases originada por diferencias de frecuencia, estableciéndola en 0° . Así, se trabaja con fases relativas, obtenidas al restar la fase de $\bar{V}_s$ a las restantes.

Posteriormente, los ángulos resultantes se normalizan para que queden representados en el rango de $[-180^\circ, 180^\circ]$. El resultado global se muestra en la Figura 8.2. Adicionalmente, trabajar con fases relativas será de gran importancia cuando se realice el submuestreo de sincrofasores mediante promediado de muestras.

Para el caso en que el submuestreo se realiza mediante el promediado de muestras consecutivas (método explicado en Subsección 8.1.5), es importante destacar que, al trabajar con fases relativas, se introduce un error sistemático asociado a la fase del fasor $\bar{V}_s$. Este error se propaga a las demás fases, impactando de forma distinta según los valores de los errores restantes, lo que puede representar una dificultad al aplicar nuestro algoritmo.

8.1. Curado de datos

No obstante, esta decisión se justifica por la necesidad de submuestrear mediante dicho método, con el objetivo de reducir los errores aleatorios en las mediciones y trabajar con una tasa de reporte más baja.

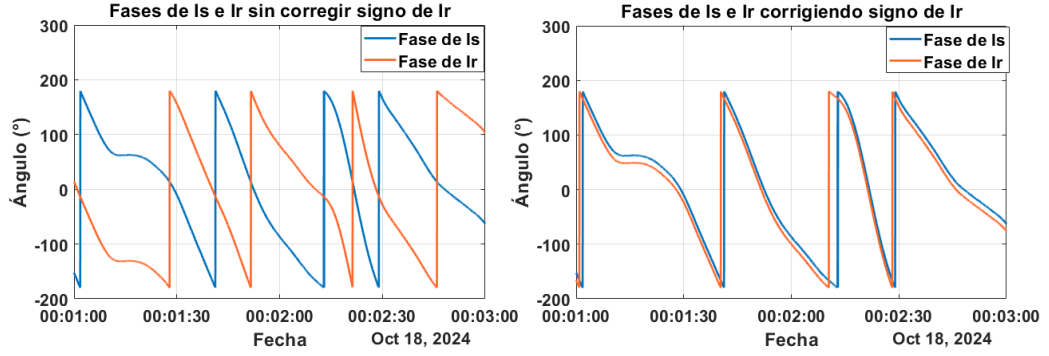


Figura 8.1: Comparación de los ángulos de corriente I_s e I_r antes y después del curado de datos.

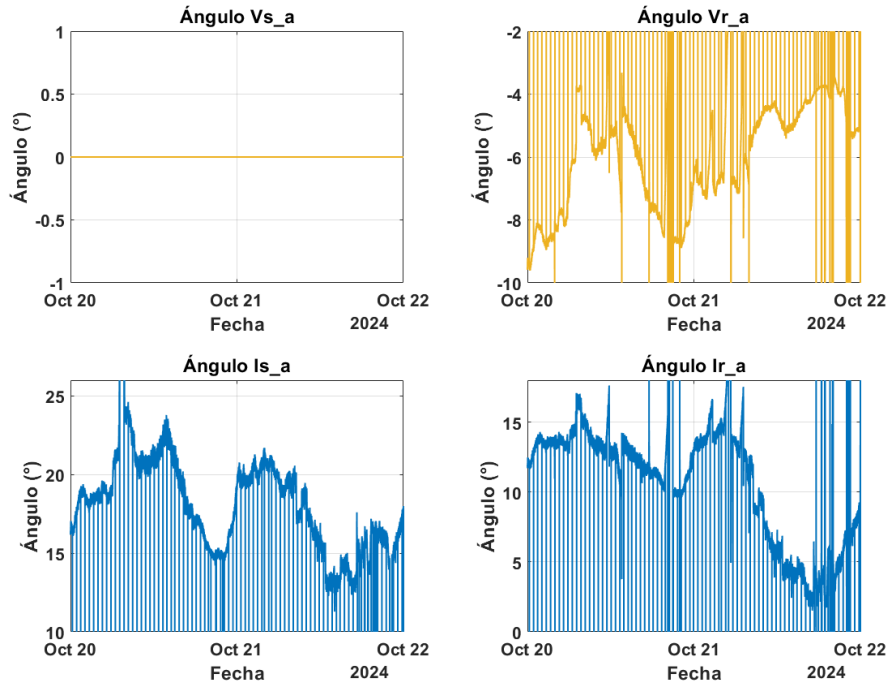


Figura 8.2: Ángulos relativos a la fase $\bar{V}_s$.

8.1.2. Errores tipo 1: Datos vacíos o no disponibles (NaN)

Los valores de las magnitudes y fases de corriente y tensión pueden aparecer como NaN debido a fallos en las PMU o interrupciones en la adquisición de da-

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

tos, en particular en la Figura 8.2 se pueden apreciar estos errores con las líneas verticales en el gráfico. Estas interrupciones pueden originarse por problemas de hardware, interferencias en la comunicación de las PMU, o eventos transitorios en la red eléctrica.

Para abordar este tipo de error, se emplea la sustitución por el último valor válido. Este enfoque permite reconstruir los datos faltantes y mantener la continuidad de la señal, la cual es necesaria para el correcto funcionamiento de los filtros implementados a posteriori para el curado de datos. Además, se registran los índices de las muestras reemplazadas para su posterior análisis.

8.1.3. Errores tipo 2: Datos fuera de rango de operación

Las magnitudes y fases de tensión y corriente pueden exceder los límites físicos razonables debido a ruido, defectos en los sensores o perturbaciones transitorias. Por ejemplo, los picos de tensión en la Figura 8.3 pueden deberse a errores momentáneos en las lecturas de las PMU.

Para filtrar estos datos, se definen rangos operativos típicos, elegidos en base a datos históricos de la línea:

- Magnitud de voltaje: entre el 90 % y el 110 % del valor nominal (V_{nom}).
- Fase de voltaje en el nodo ROD: $[-15^\circ, 0^\circ]$.
- Magnitud de Corriente: $[0, 500]$ A.
- Fase de Corriente: $[0^\circ, 50^\circ]$ y $[-10^\circ, 50^\circ]$ para el nodo TRI, ROD respectivamente.

Las muestras fuera de estos rangos se identifican como anómalos y se reemplazan con la muestra anterior válida en conjunto para las 9 variables, asimismo guardando las posiciones de los datos anómalos.

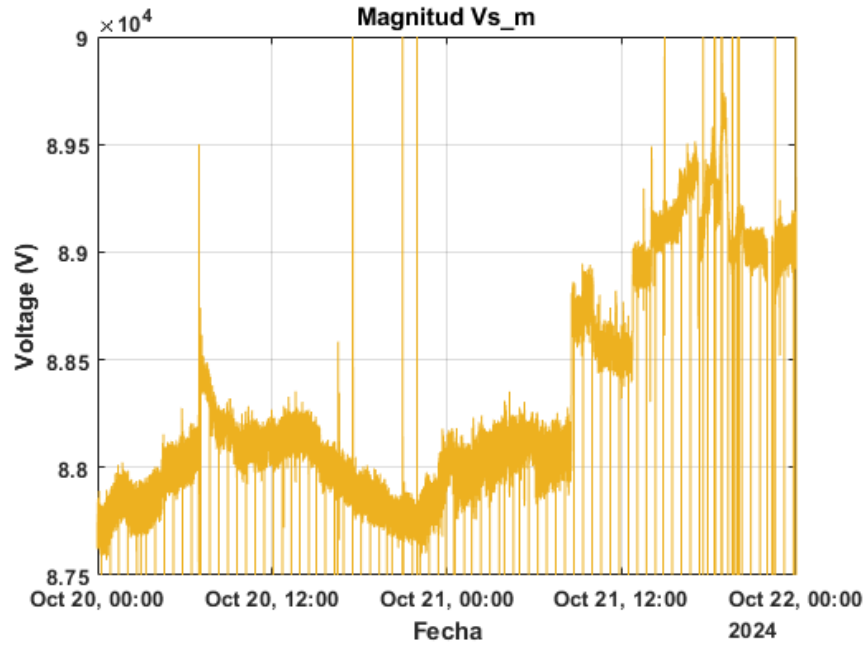


Figura 8.3: Ejemplo de picos de tensión anómalos en el nodo de TRI.

8.1.4. Errores tipo 3: Errores de sincronismo en las PMU

Las fases de las señales pueden presentar inconsistencias debido a errores en la sincronización entre las PMU y la señal de sincronismo (ver Figura 8.4). Al perder la señal de sincronismo, la PMU continúa operando con la referencia de su reloj interno, cuya mínima deriva puede generar un error de fase significativo el cual se incrementa con el tiempo.

Estas desincronizaciones se reflejan en grandes variaciones de los parámetros característicos de la línea, como la resistencia e inductancia por unidad, así como en la impedancia característica ($\bar{Z}_c$).

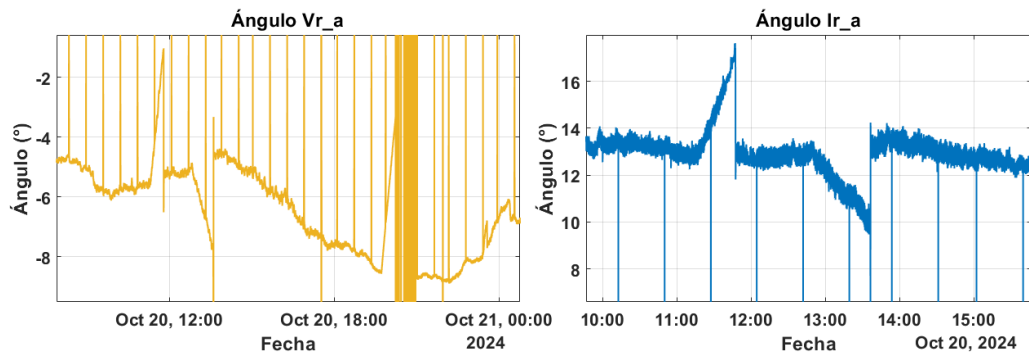


Figura 8.4: Ejemplo de pérdida de sincronismo de la PMU en las fases de tensión y corriente.

Para abordar estos problemas, se diseñaron y desarrollaron dos filtros propios:

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

1. **Detección por búsqueda de brusca variación (DBBV):** Como se ha estudiado previamente, la inductancia de la línea presenta una variabilidad relativamente baja en función de la temperatura, mientras que la resistencia varía en un rango más amplio, pero de manera suave. Por lo tanto, se busca detectar cambios abruptos en ambos parámetros que no sean físicamente coherentes, es decir, grandes variaciones en periodos cortos de tiempo.

Para implementar este filtro, se define una ventana móvil cuyo tamaño depende del conjunto de datos. A partir de esta ventana, se establece un intervalo de confianza. Si el valor de la resistencia o la inductancia excede dicho intervalo, el valor actual (considerado inválido) se sustituye por el valor anterior en los datos de sincrofasores, aplicándose esta corrección a todas las magnitudes correspondientes. Además, se registran las posiciones de los datos anómalos.

2. **Corrección por valores históricos (CVH):** Este filtro se basa en la observación de los valores calculados de las variables l , c , $Re(\overline{Z}_c)$ y $Im(\overline{Z}_c)$. Se busca identificar valores constantes en estas variables, ya que no deberían experimentar grandes variaciones entre mediciones.

Una vez definidos los umbrales aceptables, todas las muestras que se encuentren fuera de estos límites son reemplazadas por los valores previos en todas las señales de sincrofasores. Asimismo, se registran las posiciones de los datos considerados anómalos.

Las figuras 8.5 y 8.6 muestran el antes y el después de la aplicación de los filtros descritos anteriormente sobre las magnitudes analizadas.

8.1. Curado de datos

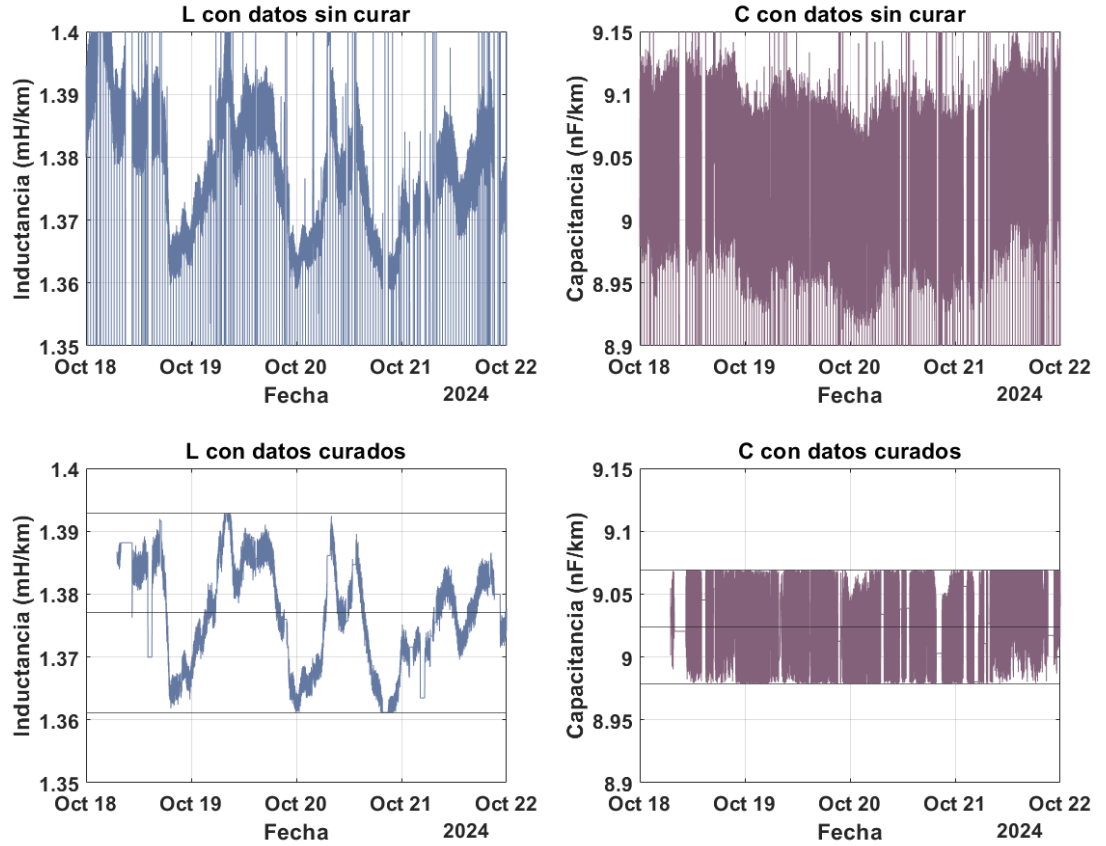


Figura 8.5: Comparación de inductancia y capacitancia, antes y después de haber curado los datos de sincrofasores.

Es importante destacar que, en cada filtro, cuando se detecta una anomalía, el valor afectado en los datos originales se sustituye por el valor previo. Esta decisión se tomó debido a que la función de MATLAB *fmincon* utilizada en el algoritmo de estimación de factores de corrección no puede trabajar con datos que contengan valores NaN. Sin embargo, una vez calculados los factores de corrección óptimos, al reportar los valores globales, se eliminan las muestras correspondientes a las posiciones de datos anómalos. De esta manera, se genera un “hueco” en los valores reportados por el sistema, funcionando como un aviso de que, debido a problemas en las mediciones, no es posible obtener información confiable en esos puntos.

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

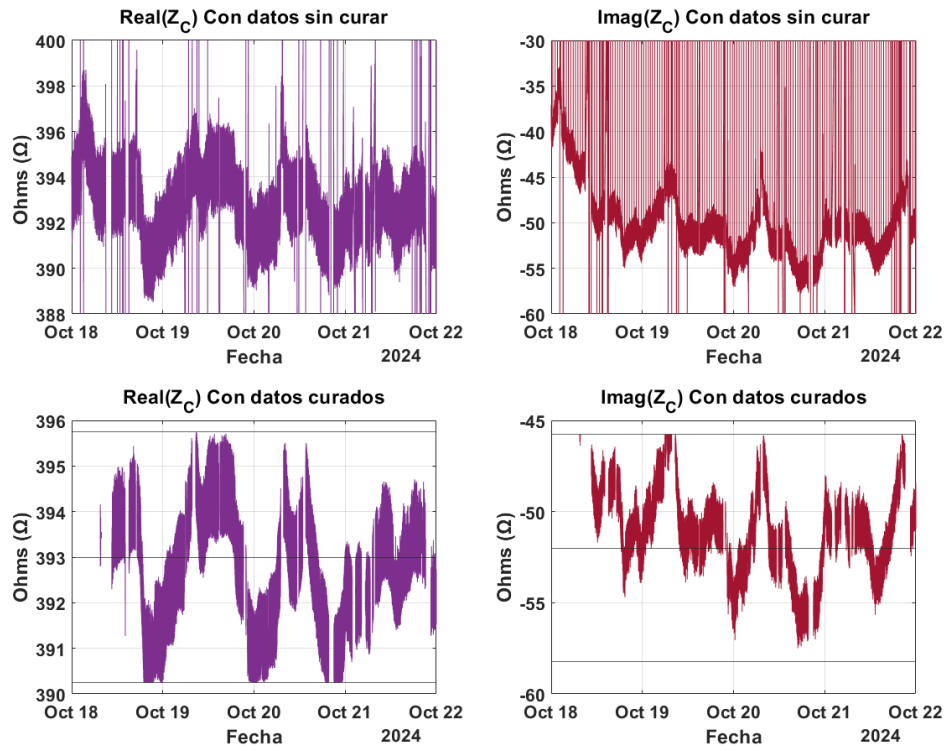


Figura 8.6: Comparación de impedancia característica, antes y después de haber curado los datos de sincrofasores.

En la Figura 8.7 se muestra el diagrama de flujo del proceso global asociado al curado de datos.

Como comentario final de esta sección, se informó a UTE sobre el problema de pérdida de sincronismo en una de las PMU, el cual fue identificado y solucionado.

8.1. Curado de datos

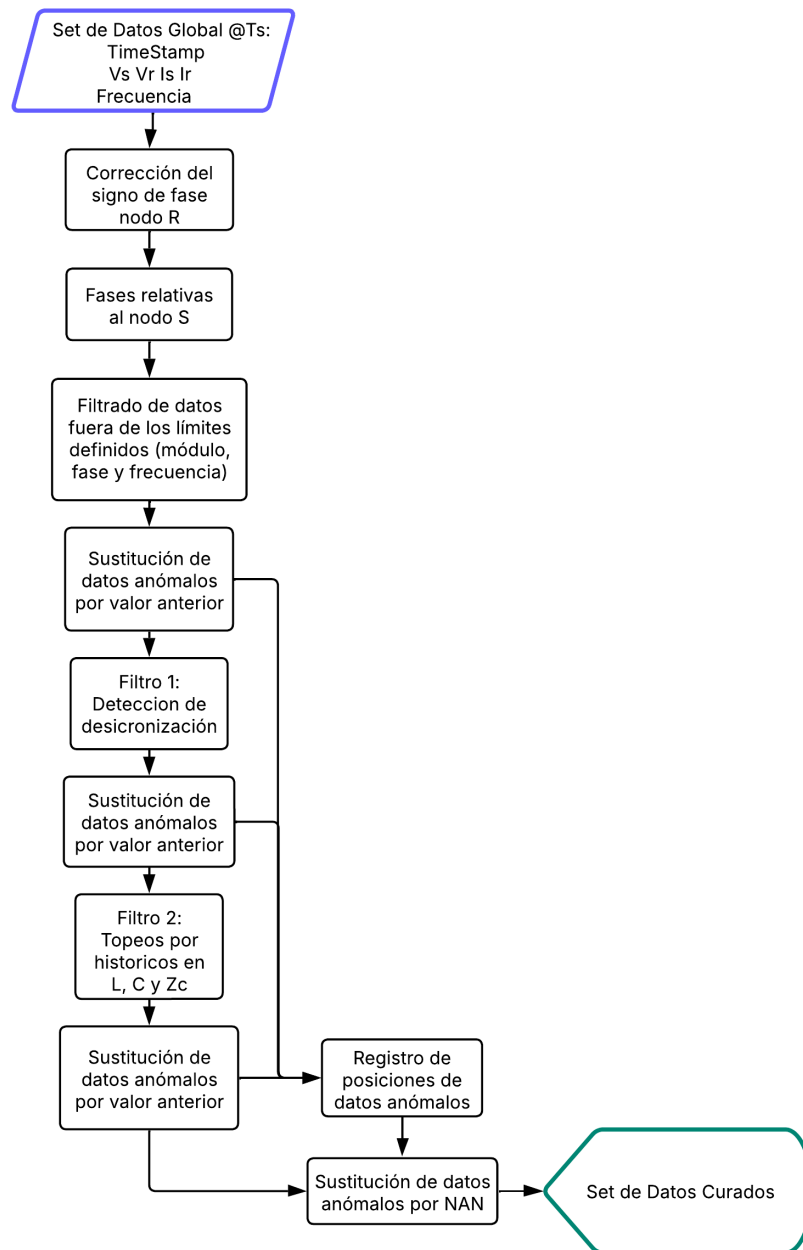


Figura 8.7: Diagrama de flujo del curado de datos.

8.1.5. Submuestreo

Una vez completado el proceso de curado de datos, se procede a realizar el submuestreo de las señales de módulo y fase de los sincrofasores. Este proceso consiste en reducir la tasa de muestreo de las señales de módulo y fase de los sincrofasores curados, permitiéndonos elegir entre dos métodos:

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

- Promediando las muestras dentro de intervalos de tiempo específicos. Este método calcula el promedio de las muestras dentro de cada intervalo de tiempo.
- Seleccionando la primera muestra de cada intervalo. En este caso, solo se toma la primera muestra de cada intervalo sin realizar ningún promedio.

Finalmente, se optó por promediar las muestras dentro de cada intervalo logrando de esta manera atenuar el ruido gaussiano presente en los datos, eligiendo pasar de una tasa de muestreo de 40 ms a una de 1 minuto. Esta decisión redujo considerablemente la cantidad de muestras por conjunto de datos, lo que facilitó la ejecución del algoritmo al mejorar los tiempos de procesamiento.

En las figuras 8.8 y 8.9 se presentan los resultados obtenidos tras aplicar el proceso de curado y submuestreo de datos. En ellas se comparan los datos corregidos con los datos originales, permitiendo visualizar el impacto de la corrección aplicada.

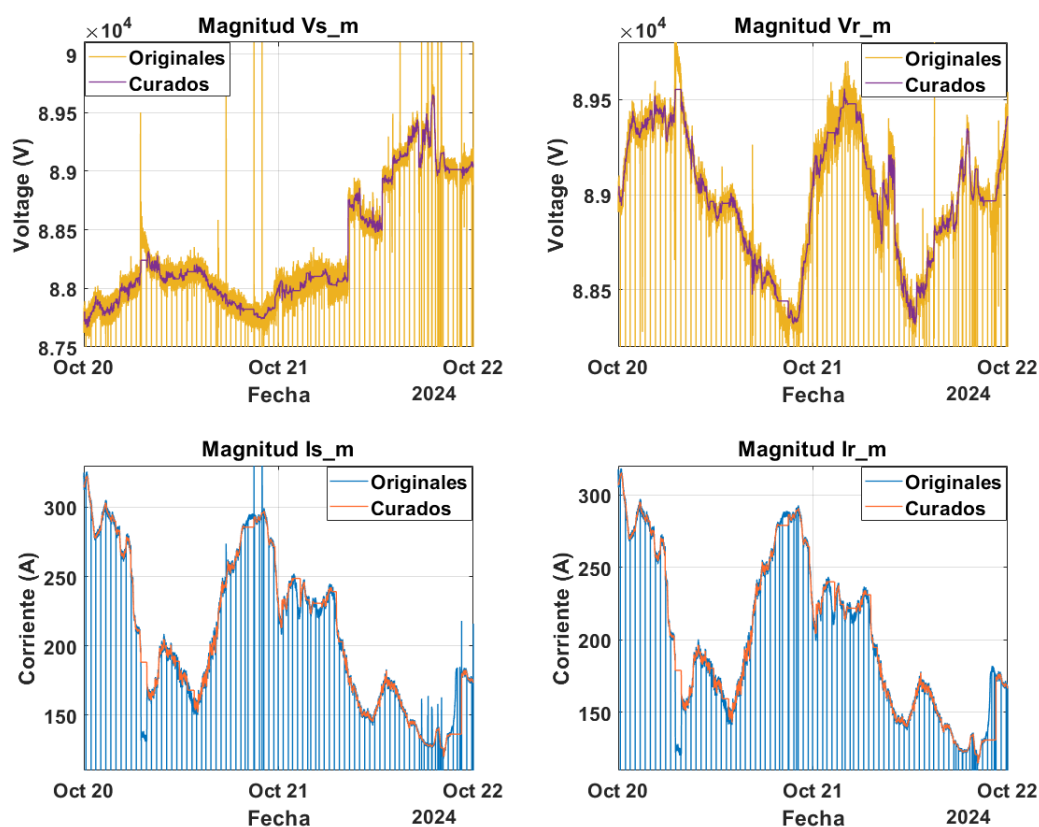


Figura 8.8: Comparación de módulos de las cuatro magnitudes previo y post procesamiento de datos.

8.1. Curado de datos

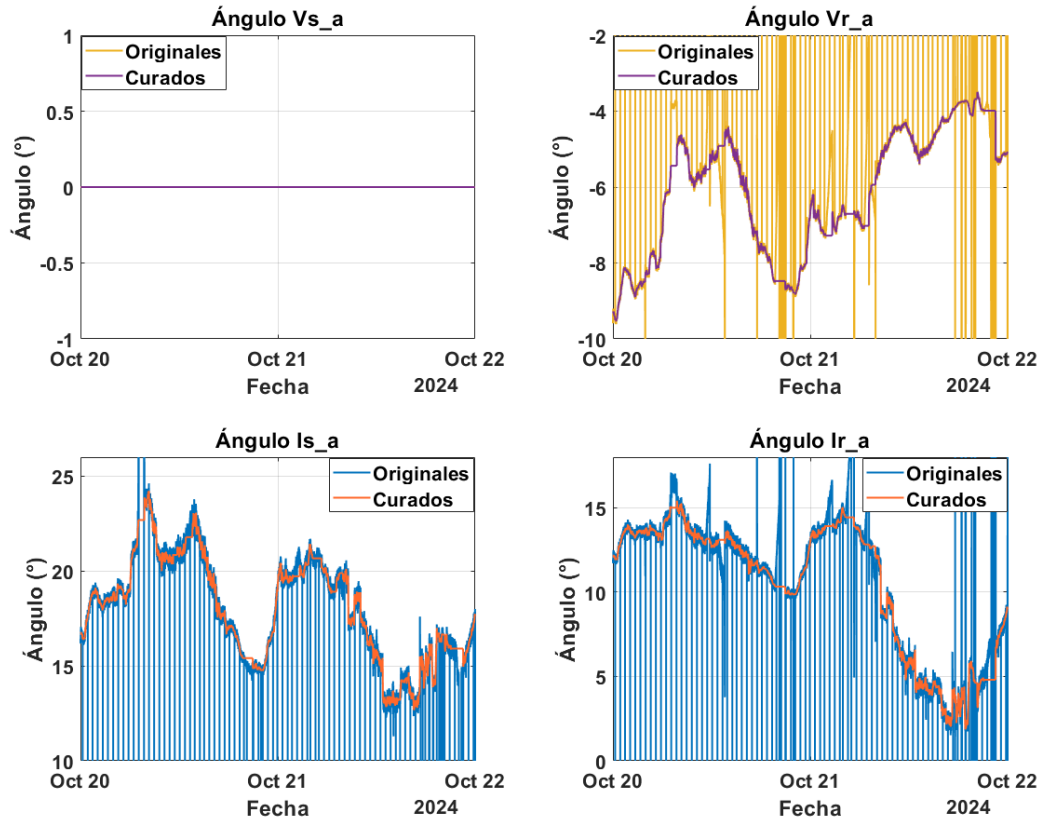


Figura 8.9: Comparación de fases de las cuatro magnitudes previo y post procesamiento de datos.

En la Figura 8.10 se muestra la evolución de la temperatura media de la línea en función de los días. Se observa claramente que el valor calculado resulta en una temperatura negativa, lo cual carece de sentido físico para el contexto de Uruguay. Esto resalta la importancia del algoritmo de estimación de parámetros para la corrección de mediciones. En las siguientes secciones se evaluará su rendimiento sobre un conjunto de datos reales.

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

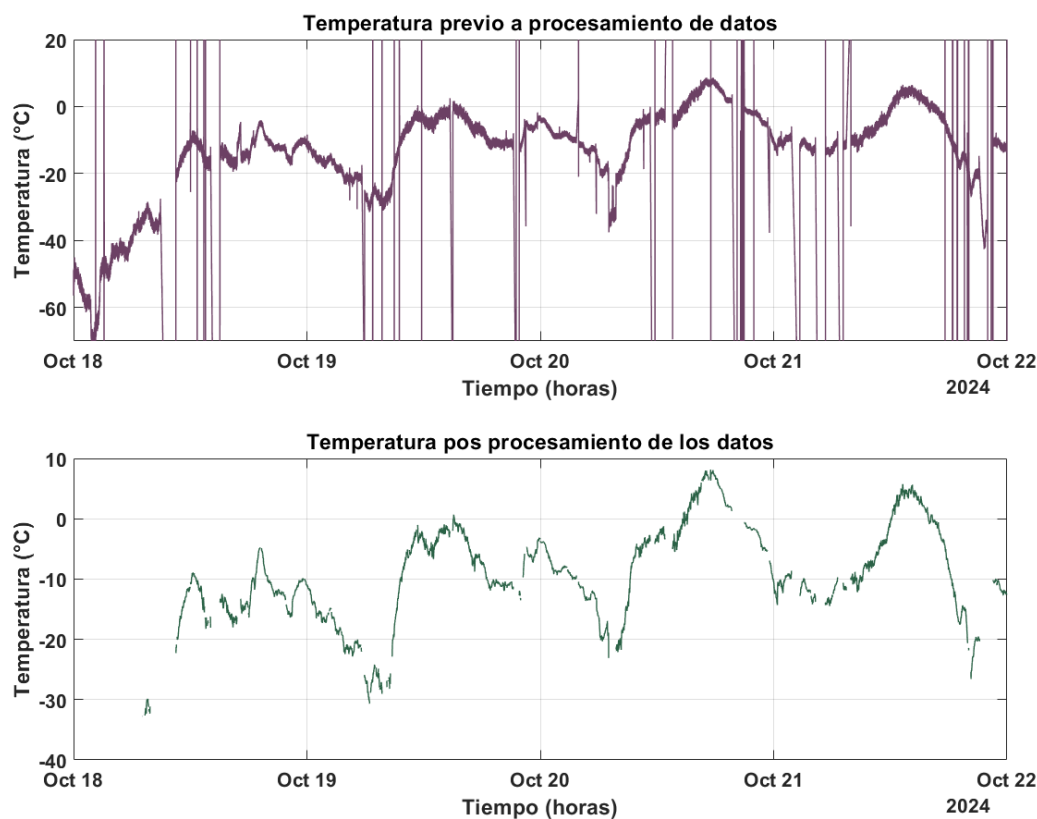


Figura 8.10: Comparativa del cálculo de la temperatura previo y post procesamiento total de los datos.

8.2. Desempeño del sistema con datos reales

En esta sección se presentan las configuraciones generales y resultados obtenidos al aplicar el sistema de corrección de temperatura implementado con datos reales obtenidos de las PMU. Se evalúa su desempeño y la calidad de las correcciones realizadas sobre las medidas de sincrofasores adquiridas en la línea de transmisión TRI-ROD.

8.2.1. Conjunto de datos analizados

Los datos utilizados en esta etapa corresponden a mediciones de sincrofasores de corriente y tensión en los extremos de la línea TRI-ROD, proporcionados por UTE. El rango de fechas considerado abarca desde el 18 hasta el 27 de octubre de 2024. Las mediciones fueron obtenidas con una tasa de reporte de 40 ms e incluyen:

- Módulo y fase de la componente directa de tensión en el nodo TRI ($\tilde{V}_s$) y en el nodo ROD ($\tilde{V}_r$).

8.2. Desempeño del sistema con datos reales

- Módulo y fase de la componente directa de corriente en el nodo TRI ($\tilde{I}_s$) y en el nodo ROD ($\tilde{I}_r$).
- Frecuencia de la red (f).
- Marca de tiempo de cada medición (Timestamp, representada en UTC-0).

Previo a la aplicación del algoritmo, estos datos fueron sometidos a un proceso de curado y submuestreo, como se describe en la Sección 8.1.

El resto de los datos procesados y analizados de días adicionales se encuentra en el Apéndice D, junto con sus respectivos resultados.

8.2.2. Corrección de temperatura

Después del curado de datos, en el primer gráfico de la Figura 8.10 se muestra la temperatura media del conductor calculada. Se observan valores negativos, lo cual no es físicamente posible, ya que la temperatura ambiente en esta zona nunca alcanza esos valores, y mucho menos la del conductor. Además, en las horas de mayor consumo, resulta inconsistente que la temperatura se registre por debajo de cierto umbral, lo que evidencia la necesidad de corregir los datos.

Por esta razón, se ejecuta el sistema implementado sobre los datos curados como se describió en la sección 7.2.2 con las siguientes configuraciones:

- El set global seleccionado para este análisis en particular está comprendido desde el 18 al 27 de octubre de 2024.
- El set de calibración se eligió dentro del set global en el periodo comprendido desde el 20 hasta el 22 de octubre, el cual fue seleccionado debido a que presenta la menor cantidad de datos con anomalías. Esto permite que los factores de corrección se estimen sobre un conjunto de mediciones más confiable, reduciendo la influencia de valores atípicos y obteniendo parámetros más representativos del comportamiento real del sistema.
- El tamaño de ventana T_W se fijó en 1 hora y el paso de la ventana deslizante T_{PasoW} es de 20 minutos.
- Las condiciones de borde dinámicas en temperatura utilizadas, fueron calculadas utilizando los algoritmos desarrollados en el marco de la tesis de maestría [25]. Estas condiciones se determinaron mediante un método de cálculo que considera hipótesis conservadoras en cuanto al viento y la irradiancia, de acuerdo a [8]. En conjunto con el perfil de carga, este método permite estimar una cota superior e inferior para la temperatura del conductor.

Utilizando las mediciones de la estación meteorológica más cercana a la zona de interés, las cotas se calcularon bajo las siguientes hipótesis:

- Cota superior: viento nulo, irradiancia teórica correspondiente al 1° de enero a las 13:00 hs (sin nubosidad), temperatura ambiente medida y corriente medida.

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

- Cota inferior: viento medido con ángulo de incidencia fijado en 90° , irradiancia nula, temperatura ambiente medida y corriente medida.

Estas curvas se superponen a la temperatura promedio de las estimaciones realizadas por el sistema Ampacimon, y su comparativa puede observarse en la Figura 8.11.

Esta estimación es posible porque, bajo hipótesis conservadoras, se puede determinar un límite superior para la temperatura del conductor. Para el límite inferior, en ausencia de lluvia, se asume que la temperatura del conductor nunca será inferior a la temperatura ambiente.

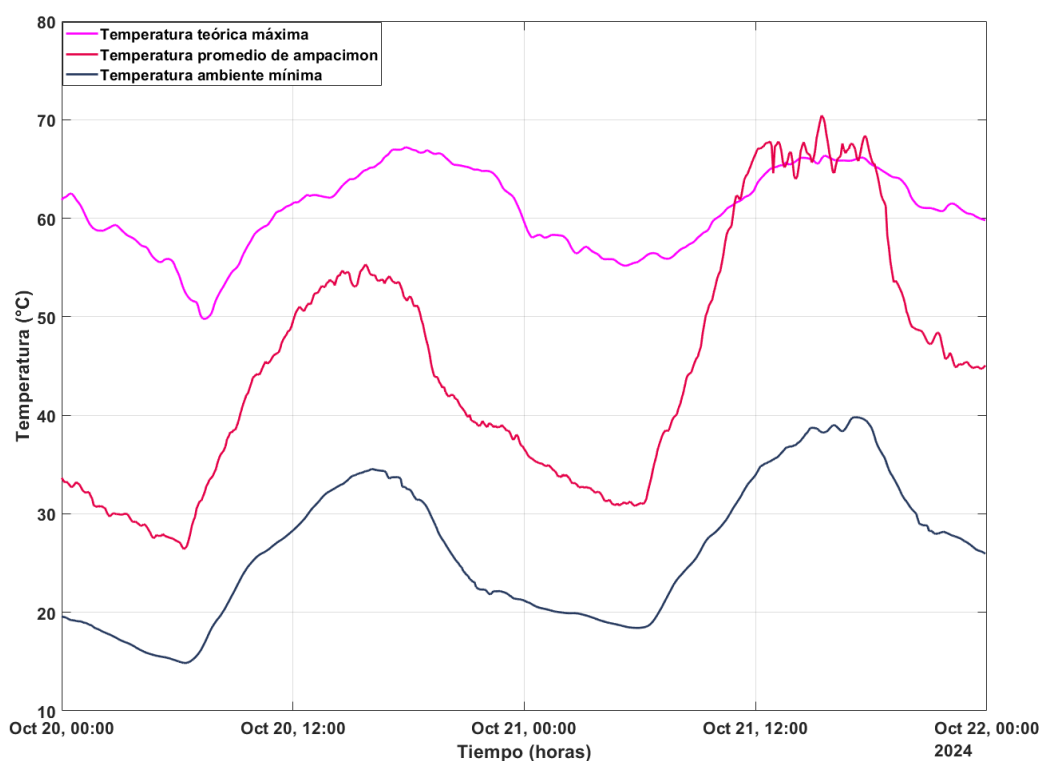


Figura 8.11: Condiciones de bordes utilizadas.

Durante este análisis y los posteriores se considerarán tres hipótesis para evaluar el rendimiento del sistema con datos reales:

1. La temperatura media real de conductor se considerará que es aproximadamente la temperatura promedio de los sensores Ampacimon (ver curva de color negro de la Figura 8.12).
2. La temperatura máxima del conductor no deberá de superar la curva de temperatura máxima de cada sensor en cada momento (ver curva de color rojo de la Figura 8.12).

8.2. Desempeño del sistema con datos reales

3. La temperatura máxima no deberá de ser menor a la mínima temperatura ambiente para cada momento a lo largo del tiempo para todos los sensores (ver curva en de color azul de la Figura 8.12).

Resultados en el set de calibración

Se observa que la temperatura corregida en el intervalo de calibración, tanto para el criterio 1 como para el criterio 2, se mantiene dentro de los límites previamente definidos (curvas de color roja y azul en la Figura 8.12). Además, ambas curvas siguen aproximadamente la misma tendencia que la curva de color negro, que representa la temperatura promedio calculada a partir de las temperaturas de conductor reportadas por los sensores Ampacimon.

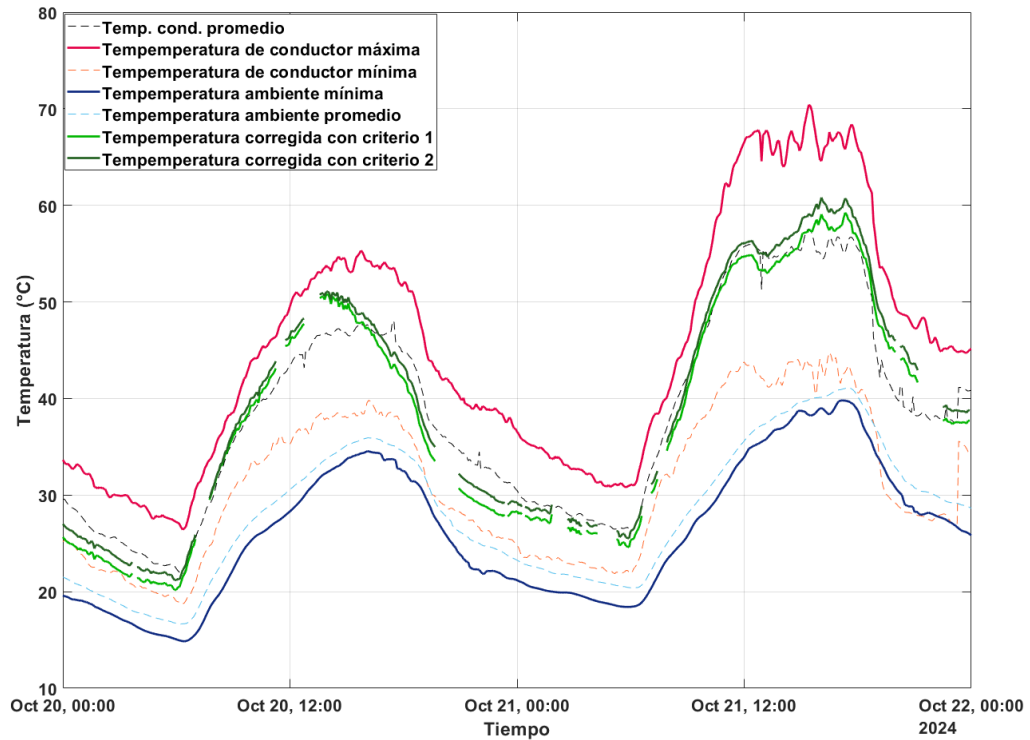


Figura 8.12: Temperatura corregida en el intervalo de calibración.

En la Figura 8.13, puede observarse una diferencia significativa entre las curvas de temperatura antes y después de la corrección. Además, se grafica la corriente en el mismo intervalo de tiempo para proporcionar una referencia sobre la carga transportada por la línea. La corrección no solo ajusta los valores de temperatura, eliminando valores negativos y llevándolos a un rango de temperatura físicamente coherente, sino que también modifica la forma de la curva, aproximándose a la dinámica de la temperatura de conductor promedio de los sensores ampacimon.

Esto confirma la validez de los resultados, ya que en ningún momento la temperatura corregida excede los límites máximos o mínimos establecidos. Además, el

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

hecho de que ambas curvas corregidas conserven la misma forma que la curva de referencia de temperatura media indica que el algoritmo no introduce distorsiones en la evolución térmica del conductor, sino que aplica una corrección consistente con el comportamiento esperado.

Finalmente, seleccionados los factores de corrección óptimos según los criterios definidos se extiende la corrección al set global.

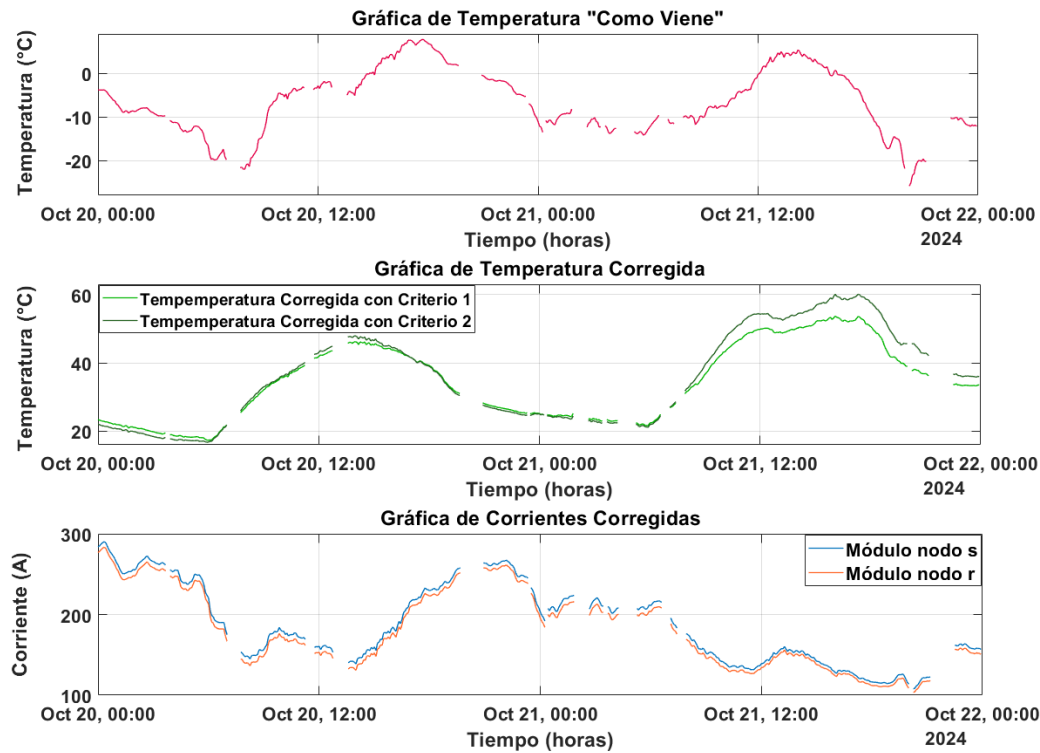


Figura 8.13: Temperatura y corriente corregida en el intervalo de calibración.

8.2. Desempeño del sistema con datos reales

Resultados en el set global

Una vez obtenidos los factores de corrección en el intervalo de calibración, se aplicaron al resto del conjunto de datos, obteniendo el perfil de temperaturas final, representado en la Figura 8.14.

Los resultados indican que la temperatura media estimada del conductor se encuentra dentro del rango esperado, con la eliminación de valores atípicos. Además, los valores corregidos muestran una mejor correspondencia con los registros de temperatura obtenidos por los sensores Ampacimon, manteniéndose dentro de los límites mínimo y máximo, y replicando adecuadamente la forma de la curva, lo que permite aproximarse a la dinámica promedio observada en los sensores ampacimon.

Se define el error en temperatura como la diferencia entre la temperatura promedio registrada por los sensores Ampacimon y la temperatura corregida, es decir:

$$\text{Error} = T_{\text{promedio Ampacimon}} - T_{\text{corregida}}$$

En la Figura 8.15 se muestra la evolución del error en el set global seleccionado. Además, se señala cuál es el set de calibración utilizado. Se observa que el error se mantiene acotado incluso fuera del intervalo de calibración, lo que indica que no se produce un sobreajuste en las mediciones de sincrofasores.

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

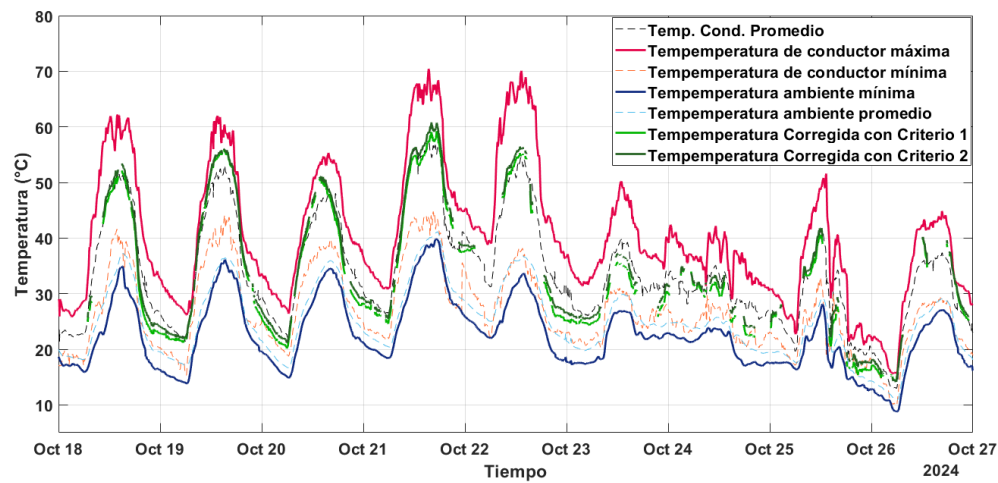


Figura 8.14: Temperatura corregida del set global de datos.

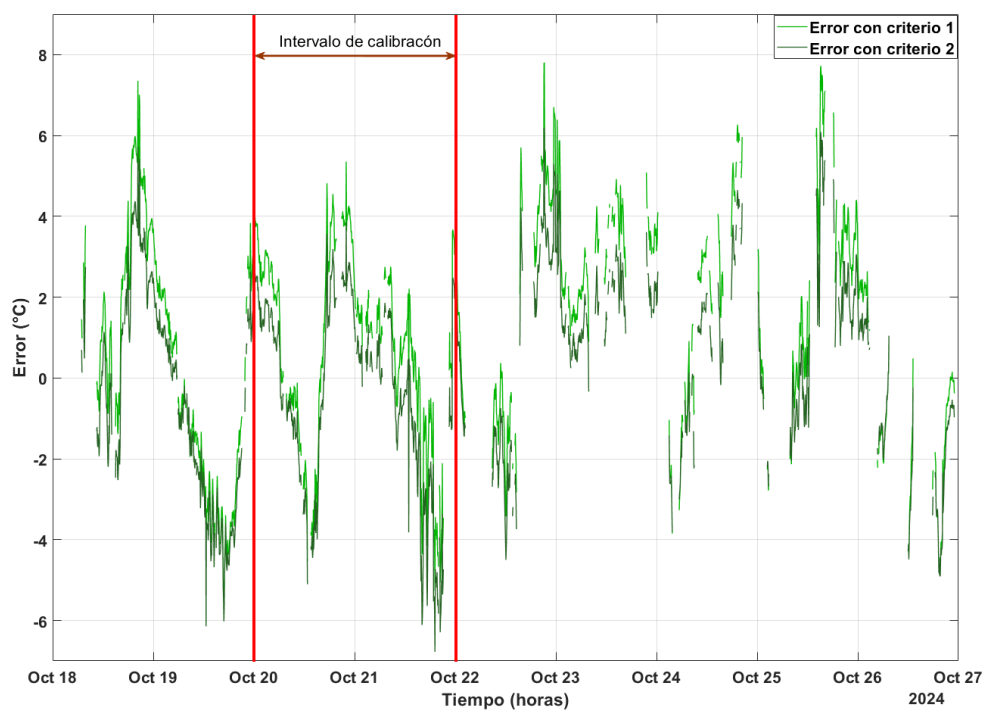


Figura 8.15: Diferencia entre la temperatura promedio registrada por los sensores Ampacimon y la temperatura corregida.

8.2. Desempeño del sistema con datos reales

Analizando las figuras 8.16 y 8.17, se presenta la comparación de los valores característicos de la línea de transmisión por unidad de longitud con los valores teóricos correspondientes l , c y g .

Estos valores fueron determinados mediante el software ATP. Sin embargo, debido a la falta de datos, solo se pudieron obtener los parámetros para una temperatura específica. Como se estudió en la Capítulo 3, dichos parámetros no presentan una variación significativa con la temperatura. Por lo tanto, se espera que los valores calculados a lo largo del tiempo, utilizando los sincrofasores corregidos mediante el criterio 1 o el criterio 2, permanezcan aproximadamente constantes. Este comportamiento se observó, sobre todo, al aplicar el criterio de selección de factores de corrección óptimos 2, particularmente en los parámetros c y g .

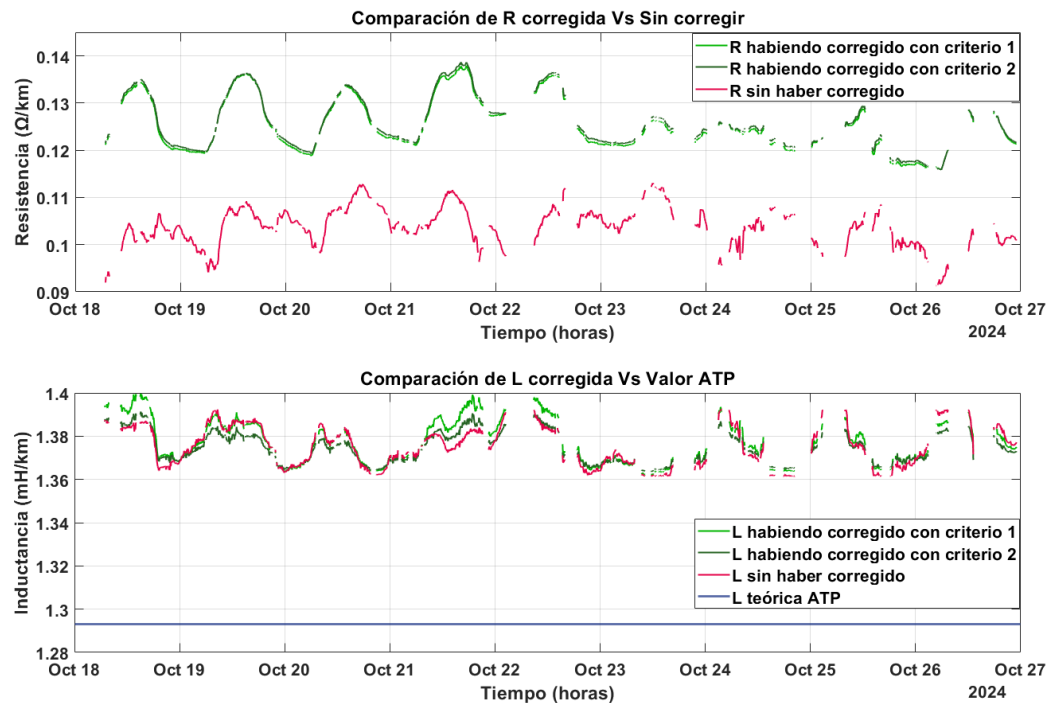


Figura 8.16: Comparación de parámetros de impedancia serie de la línea de transmisión.

Capítulo 8. Funcionamiento del sistema con datos reales

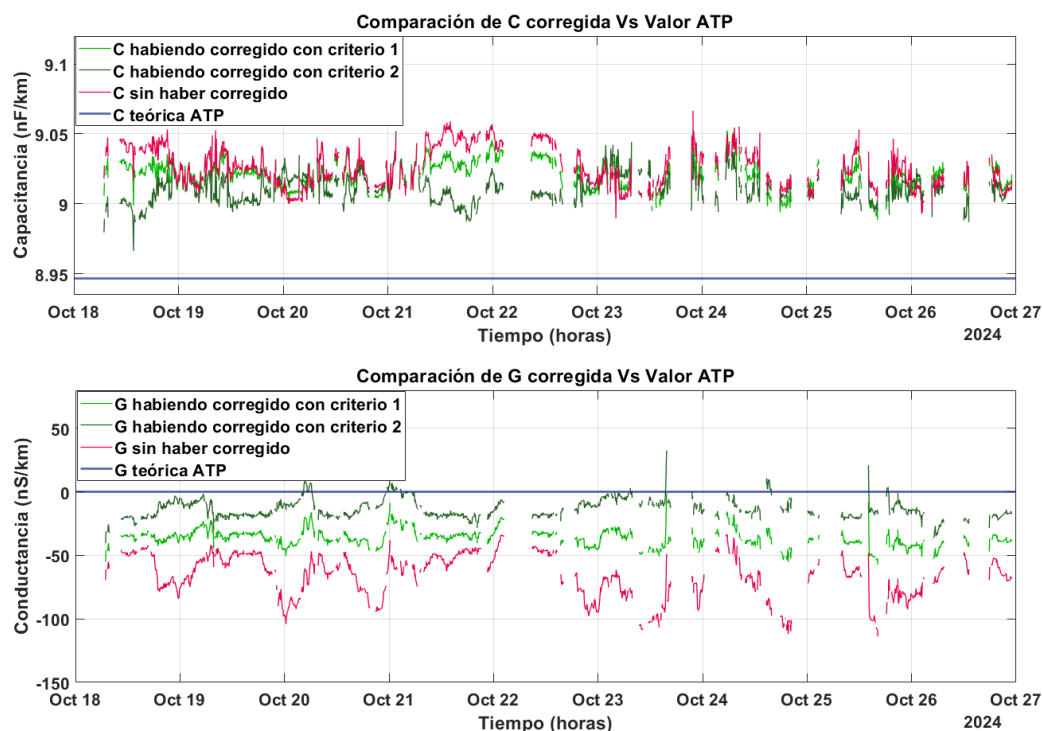


Figura 8.17: Comparación de parámetros de impedancia paralela de la línea de transmisión.

8.2.3. Análisis de los Resultados

El análisis inicial de los datos mostró la presencia de valores de temperatura no físicamente posibles, lo que muestra la necesidad de tener un sistema de corrección de las mediciones de sincrofasores.

La estrategia adoptada para la calibración, la cual consiste en seleccionar un subconjunto de datos con la menor cantidad de anomalías, permitió determinar factores de corrección representativos y minimizar la influencia de valores atípicos en la estimación final. Los resultados en el set de calibración muestran que la temperatura corregida se mantiene dentro de los límites establecidos, sin exceder la cota superior ni descender por debajo del mínimo esperado, adicionalmente la forma de la curva se aproxima a la dinámica de la temperatura de conductor promedio de los sensores Ampacimon.

En la Sección D.3 se presentan resultados adicionales correspondientes a tres semanas de enero y febrero de 2025, totalizando un total de cuatro semanas analizadas. A partir de estos datos, se calculó el error y se construyó un histograma para ilustrar su distribución. El histograma resultante se muestran en la Figura 8.18.

Se puede observar que, para ambos criterios, el método mantiene un buen desempeño. Ambos tienden a sobrestimar la temperatura, lo cual representa una postura conservadora apropiada. Además, los errores se distribuyen mayormente en

8.2. Desempeño del sistema con datos reales

torno a cero, lo que indica un sesgo relativamente bajo, con una alta concentración de valores cercanos a ese punto.

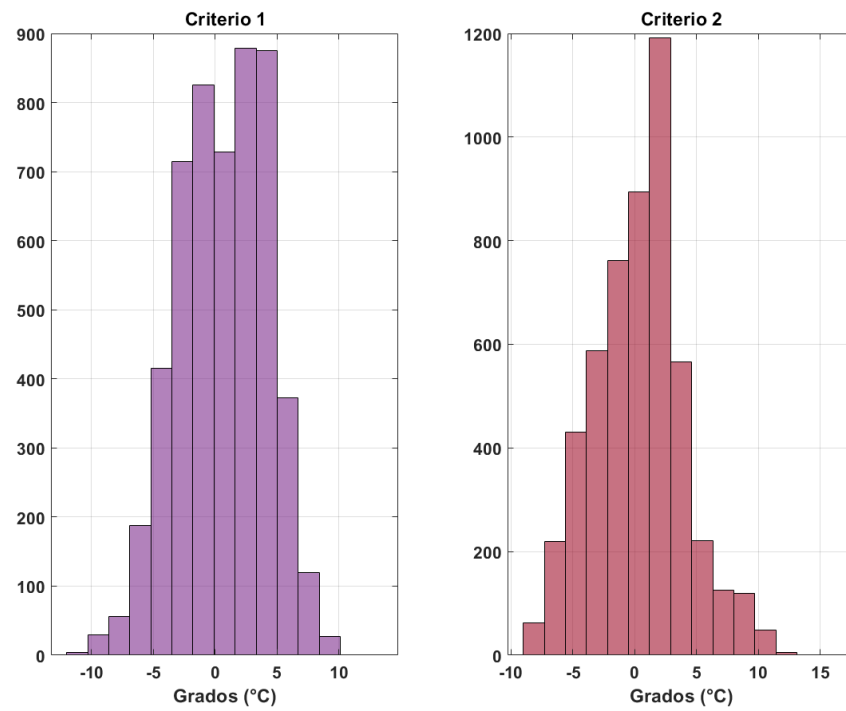


Figura 8.18: Histograma de errores obtenido con las semanas procesadas de datos reales para ambos criterios.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 9

Conclusiones

El presente trabajo abordó el desarrollo e implementación de un método basado en mediciones de sincrofasores para estimar la temperatura media de los conductores en líneas de transmisión aéreas.

Uno de los principales desafíos identificados fue la variación de los parámetros eléctricos de la línea ante cambios en la temperatura del conductor. Para abordar este aspecto, se utilizó el software ATP con el fin de modelar la línea y validar los resultados teóricos. Se definió un rango de operación de temperaturas del conductor comprendidas entre los 20 °C y los 90 °C. Los análisis realizados mostraron que la resistencia del conductor varía significativamente dentro de este rango, con un incremento de aproximadamente un 28 % respecto a su valor a 20 °C. En cambio, la inductancia y la capacitancia presentan variaciones inferiores al 0,1 % en el mismo intervalo. Dado este último resultado, a diferencia de lo que afirman [10,23], estimar la flecha a partir de la capacitancia no parece prometedor.

El eje central de la tesis fue el desarrollo de un algoritmo capaz de calcular factores de corrección aplicables a las mediciones de sincrofasores. Para ello, se investigaron distintos enfoques presentes en la literatura, seleccionando, modificando y evaluando un algoritmo que permitió corregir errores sistemáticos en las mediciones. Esto mejoró la estimación de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión, los cuales fueron utilizados para determinar la temperatura media de los conductores.

Asimismo, se diseñó una metodología para determinar los pesos de la función de costo del algoritmo, basada en un entorno de simulación desarrollado específicamente para este fin, en el cual se conocen con precisión los valores reales de los parámetros eléctricos. Esto permitió obtener los pesos óptimos que minimizan el error en la estimación de temperatura, aplicando dos criterios de selección de parámetros de corrección. Los resultados obtenidos, tanto en simulaciones como con datos reales, mostraron una reducción significativa del error.

En el entorno de simulación para los pesos óptimos determinados, el método alcanza tasas de convergencia superiores al 94 % y errores promedio en la estimación de temperatura de 1,42 °C para el criterio uno y 2,26 °C para el criterio dos, con errores máximos en torno a los 5,38 °C.

Capítulo 9. Conclusiones

Para utilizar el sistema con datos reales, fue necesario desarrollar una metodología de filtrado para eliminar datos espurios y garantizar que los datos se mantuvieran dentro de los rangos operativos. Para ello, se analizó la variabilidad de parámetros relevantes como inductancia, resistencia, impedancia característica y frecuencia. La metodología implementada permitió una corrección eficaz de los datos crudos de sincrofasores, eliminando la mayoría de los errores presentes en las mediciones. Además, se identificó un problema de pérdida de sincronismo en una de las PMU ubicadas en los extremos de la línea, el cual fue reportado a UTE y ya ha sido solucionado.

Se probó el sistema con mediciones de sincrofasores reales de la línea TRI-ROD y se contrastaron los resultados con las estimaciones de temperatura proporcionadas por los sensores Ampacimon. La validación arrojó un error medio de $0,63^{\circ}\text{C}$ para el criterio uno y $0,36^{\circ}\text{C}$ para el criterio dos, con errores máximos de $12,62^{\circ}\text{C}$ y $15,49^{\circ}\text{C}$, respectivamente, aunque con baja ocurrencia. Adicionalmente, se determinaron los histogramas de errores, los cuales mostraron una alta concentración de ocurrencias cercanas a cero, bajo sesgo (conservador, al tender a sobrestimar la temperatura) y errores máximos que, aunque poco frecuentes, superan los 10°C , como se mencionó previamente. Finalmente, la curva de temperatura corregida presentó una dinámica muy similar a la curva de referencia proporcionada por los sensores Ampacimon, comportamiento que no se respetaba cuando la temperatura se estimaba a partir de mediciones filtradas pero no corregidas.

En cuanto a las limitaciones, se destaca que el método permite estimar únicamente la temperatura promedio del conductor a lo largo de toda la línea, sin identificar posibles puntos críticos con mayor temperatura localizada. Esta es una restricción relevante, dado que dichos puntos pueden representar riesgos operativos. No obstante, la estimación promedio actúa como una cota inferior útil para respaldar decisiones operativas seguras.

Finalmente, este estudio demuestra el gran potencial del uso de mediciones de sincrofasores para la implementación de estrategias de ampacidad dinámica. La posibilidad de aprovechar datos ya disponibles en subestaciones permite reducir significativamente los costos de instalación y mantenimiento, favoreciendo su adopción práctica en redes eléctricas en operación.

Trabajos futuros

Para futuras investigaciones, se sugiere probar el sistema desarrollado en otra línea, por ejemplo, BOB-YOU, lo cual no fue posible en esta ocasión debido a la falta de conexión de una PMU en uno de sus extremos.

Se considera relevante validar los resultados obtenidos mediante la incorporación de un mayor número de sensores ampacimon distribuidos a lo largo de la línea, de forma que se obtenga una estimación más representativa de la temperatura media del conductor. También podría contrastarse con otras tecnologías, como la fibra óptica embebida (FO), la cual permite realizar mediciones distribuidas de temperatura a lo largo del conductor mediante sensores ópticos integrados en su

estructura [11]. Cabe señalar que, hasta el momento, esta tecnología no ha sido implementada en líneas aéreas en Uruguay.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice A

Información de las líneas de transmisión estudiadas

A.1. Línea TRI-ROD

- Doble terna instalada.
- Tipo de conductor: HEN:
 - Radio interior 0,481 *cm*
 - Radio exterior 1,121 *cm*
 - Resistencia en DC 0,122 $\frac{\Omega}{km}$
- Largo: 104.3 *km*
- Hilo de guardia: de ambos lados, acero:
 - Radio 4,5 *mm*.
- Disposición geométrica:
 - $D_g = 5,5 \text{ m}$
 - $D_{RS} = 4,7 \text{ m}$
 - $D_{ST} = 4,7 \text{ m}$
 - $H = 21,25 \text{ m}$
 - Separación horizontal promedio entre conductores de distinta terna de $D = 4 \text{ m}$
- Disposición de transposiciones:

Apéndice A. Información de las líneas de transmisión estudiadas

Tabla A.1: Esquema de trasposición TRI-ROD

	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3
Longitud (km)	40,2	22,3	41,8
Fase 1	S	R	T
Fase 2	T	S	R
Fase 3	R	T	S
Fase 4	S	R	T
Fase 5	T	S	R
Fase 6	R	T	S

A.2. Línea BOB-YOU

- Doble terna instalada.
- Tipo de conductor: Tiger:
 - Radio interior 0,354 cm
 - Radio exterior 0,826 cm
 - Resistencia en DC 0,2246 $\frac{\Omega}{km}$
- Largo: 104,45 km
- Hilo de guardia:
 - Radio 4,38 mm .
- Disposición geométrica:
 - $D_g = 5\ m$
 - $D_{RS} = 3,5\ m$
 - $D_{ST} = 3,5\ m$
 - $H = 14,6\ m$
 - Separación horizontal promedio entre conductores de distinta terna de $D = 3\ m$
- Disposición de transposiciones:

A.2. Línea BOB-YOU

Tabla A.2: Esquema de trasposición BOB-YOU

	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4
Longitud (<i>km</i>)	17,48	39,1	38,87	19
Fase 1	T	S	R	T
Fase 2	S	R	T	S
Fase 3	R	T	S	R
Fase 4	T	S	R	T
Fase 5	S	R	T	S
Fase 6	R	T	S	R

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Clases de PMU

La conformidad de las mediciones de sincrofasor, frecuencia y *ROCOF* se evalúa según la clase de rendimiento. Hay dos clases principales dependiendo del modelo de PMU:

B.1. Clase Tipo P

La Clase Tipo P está específicamente diseñada para aplicaciones que demandan una respuesta veloz, como las de protección. Se distingue por no tener filtros antialiasing, lo que asegura una baja latencia.

El estándar IEEE C37.118.1-2011 [16] especifica el requerimiento de un filtrado adicional para cumplir con los requisitos de la clase Tipo P y la clase Tipo M. Los filtros pueden ser aplicados a las partes real e imaginaria estimadas o combinados con el proceso de estimación de fasores. Se proporcionan dos filtros de referencia como ejemplos en un anexo, pero los fabricantes pueden cumplir con el rendimiento utilizando cualquier otro filtro o método.

Para la clase Tipo P, el filtro de referencia es un FIR (Respuesta al Impulso Finito) ponderado triangular de longitud fija de dos ciclos, válido para todas las tasas de informe. El mismo se muestra a continuación en la Figura B.1 . Si estamos funcionando a la frecuencia nominal, este filtro tiene un excelente bloqueo de armónicos.

Coefficientes del filtro:

$$W(k) = 1 - \frac{2|k|}{N_f + 2} \quad k = \frac{-N_f}{2}, \dots, \frac{N_f}{2} \quad (\text{B.1})$$

Siendo $N_f = 2(N - 1)$ = Orden del Filtro, donde N es el numero de muestras por ciclo (Figura B.2).

Apéndice B. Clases de PMU

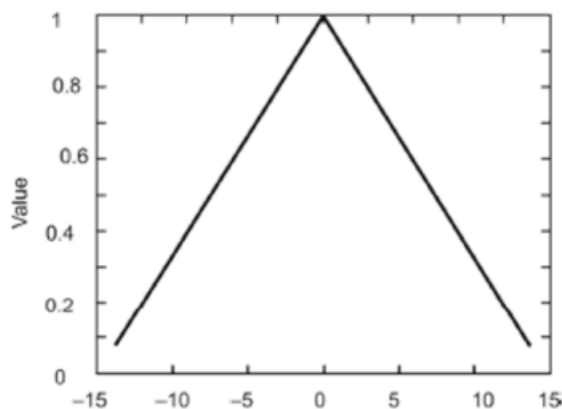


Figura B.1: Filtro FIR de referencia para la clase Tipo P. Imagen extraída de [9].

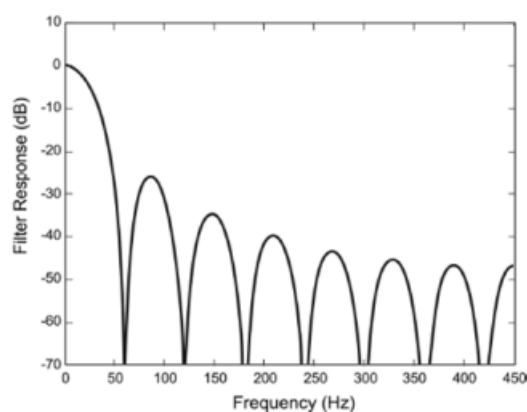


Figura B.2: Espectro en frecuencia del Filtro Tipo P. Imagen extraída de [9].

B.2. Clase Tipo M

La clase Tipo M está destinada a aplicaciones que podrían ser afectadas negativamente por señales con aliasing y que no requieren la velocidad de informe más rápida. Un ejemplo típico de estas aplicaciones son aquellas relacionadas con la medición. Tiene un requisito de filtrado para atenuar al menos 20 dB las señales que están por encima de la frecuencia de Nyquist, para la frecuencia de muestreo dada. Aunque esto puede resultar en retardos más largos, reduce la probabilidad de aliasing.

Al igual que para las clases de Tipo P, el estándar propone un tipo de filtro en su anexo (Figura B.3), el cual se basa en una ventana rectangular (pasabajos) aplicada a las muestras de cada ciclo. Coeficientes del filtro:

$$W(k) = \text{sinc}\left(\frac{2\pi 2F_{fr}k}{f_o.N_s}\right) \quad k = \frac{-N_f}{2}, \dots, \frac{N_f}{2} \quad (\text{B.2})$$

Siendo:

B.2. Clase Tipo M

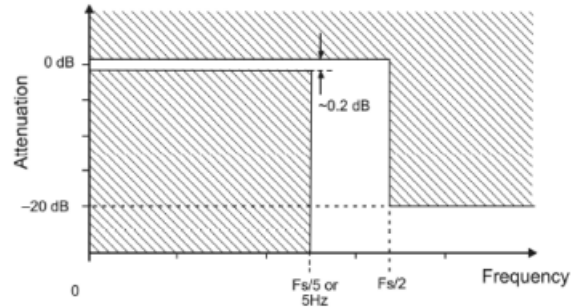


Figura B.3: Espectro en frecuencia del Filtro Tipo M. Imagen extraída de [9].

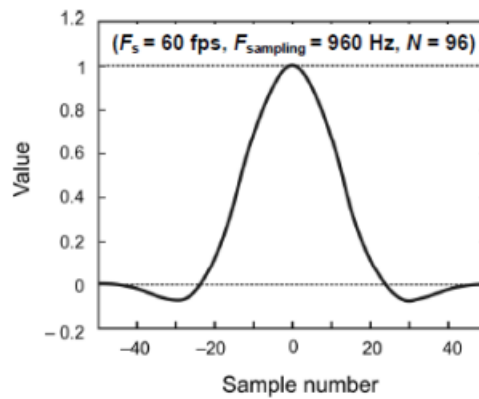


Figura B.4: Filtro de referencia Tipo M. Imagen extraída de [9].

- $h(k)$ la ventana de Hamming (Figura B.4)
- F_{fr} frecuencia de referencia del filtro.

El orden del filtro y el número de coeficientes del filtro dependen de la tasa de muestreo y la tasa de informe. El orden del filtro se ajusta para cumplir con el requisito de respuesta en frecuencia. Una PMU puede alcanzar el requisito de precisión especificado con una tasa de muestreo de 8 muestras por ciclo (spc) a una tasa de informe de 60 cuadros por segundo (fps). Una vez que se logra la precisión en la tasa de informe más alta, el mismo filtro puede ser utilizado para tasas de informe más bajas mediante la decimación de los datos de la secuencia de salida con la ayuda de un filtro pasa bajos adicional similar al filtro de clase M.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Resultados adicionales algoritmo genético

C.1. Análisis gráfico de la evolución del algoritmo

Las Figuras C.1 y C.2 muestran la evolución del valor de penalización mínimo y medio a lo largo de las iteraciones del algoritmo genético para ambos criterios.

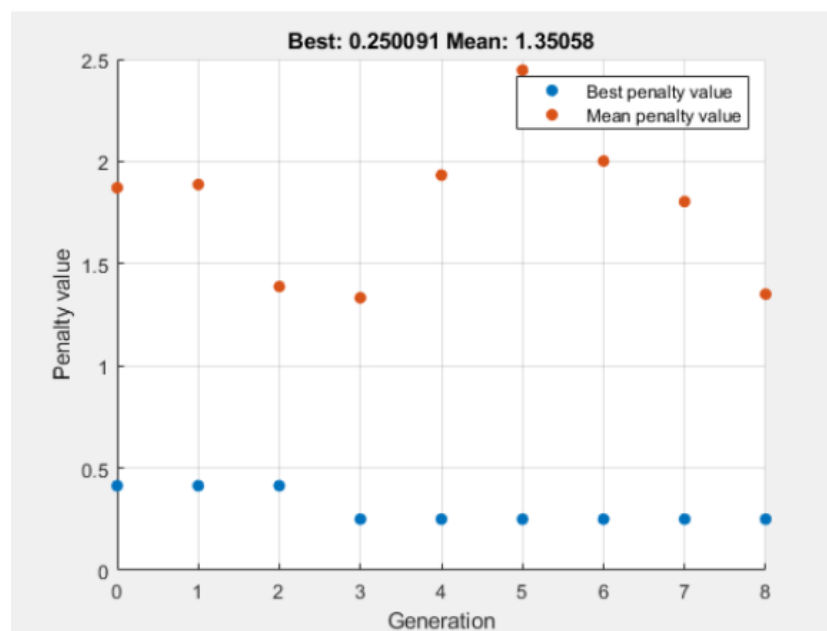


Figura C.1: Evolución del valor de penalización - Criterio 1.

Apéndice C. Resultados adicionales algoritmo genético

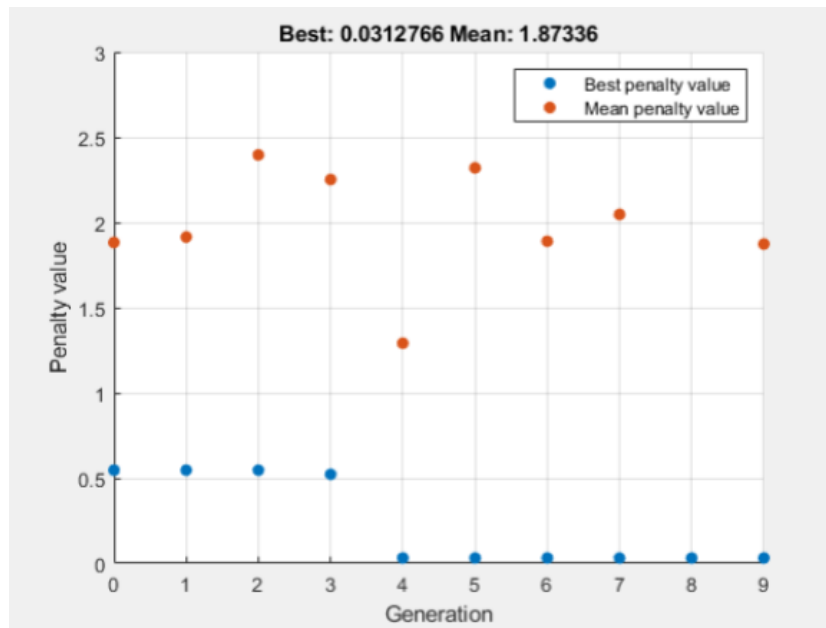


Figura C.2: Evolución del valor de penalización - Criterio 2.

Las Figuras C.1 y C.2 muestran la evolución del valor de penalización mínimo (best penalty value) y el valor medio de penalización (mean penalty value) a lo largo de las iteraciones del algoritmo genético para ambos criterios.

En ambos casos, se observa una disminución progresiva del best penalty value, lo que indica que el algoritmo mejora la estimación a medida que avanza la optimización. Sin embargo, la reducción es más marcada en el Criterio 1, lo que sugiere que este enfoque logra un costo final menor en comparación con el Criterio 2.

Apéndice D

Resultados adicionales para el entorno de simulación

D.1. Resultados adicionales del entorno de simulación

En esta sección se presentan los resultados restantes del estudio realizado en el entorno de simulación desarrollado en la Sección 7.3.1.

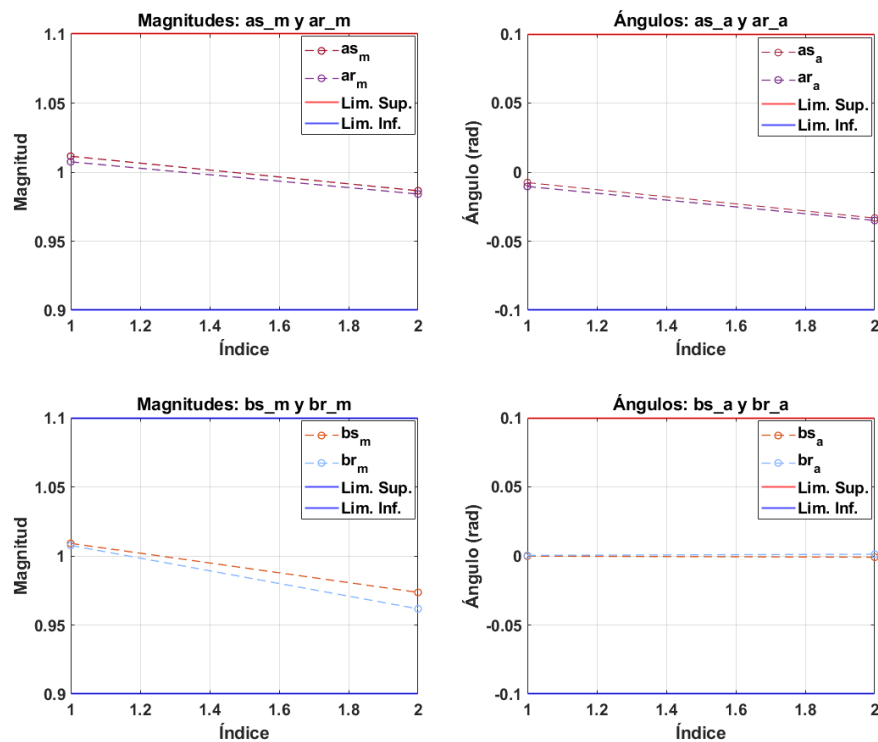


Figura D.1: Evolución de los factores de corrección a lo largo de el intervalo estudiado.

Apéndice D. Resultados adicionales para el entorno de simulación

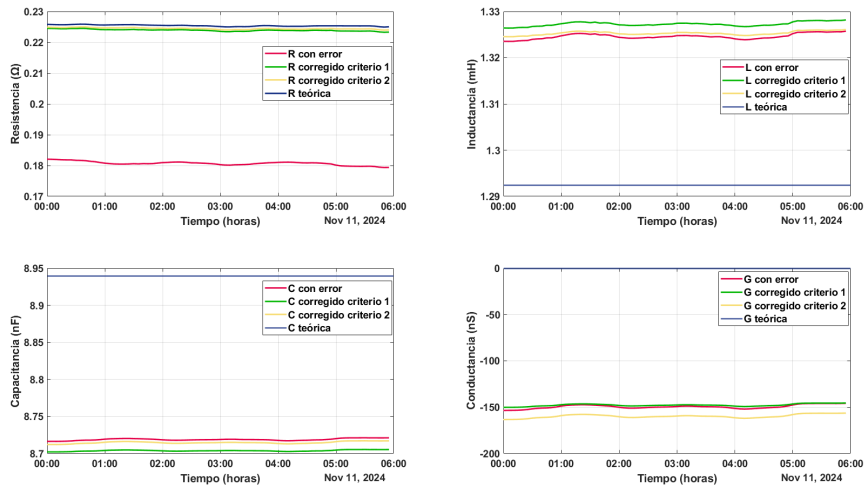


Figura D.2: Parámetros r , l , c y g corregidos de la línea.

D.2. Resultados variando los errores sistemáticos para el mismo perfil de carga

Se analizó el comportamiento del algoritmo manteniendo un mismo perfil de carga e introduciendo distintos errores sistemáticos y gaussianos para evaluar su desempeño. Los resultados se muestran a continuación.

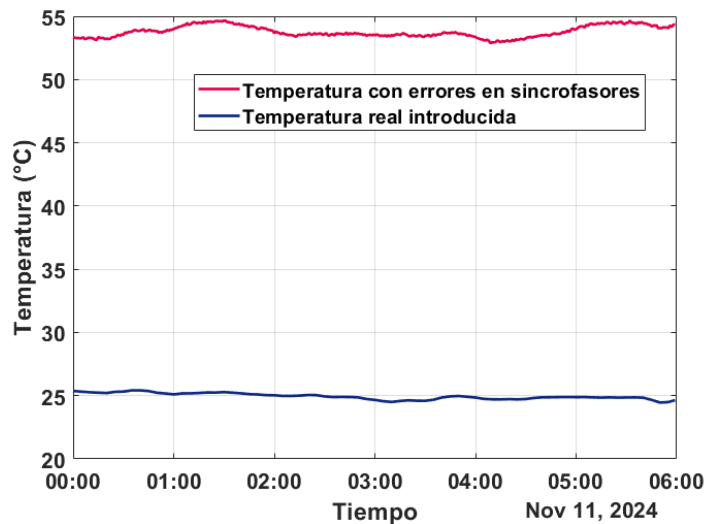


Figura D.3: Perfil de temperatura utilizado, comparado con la temperatura determinada a partir de mediciones con no idealidades.

D.2. Resultados variando los errores sistemáticos para el mismo perfil de carga

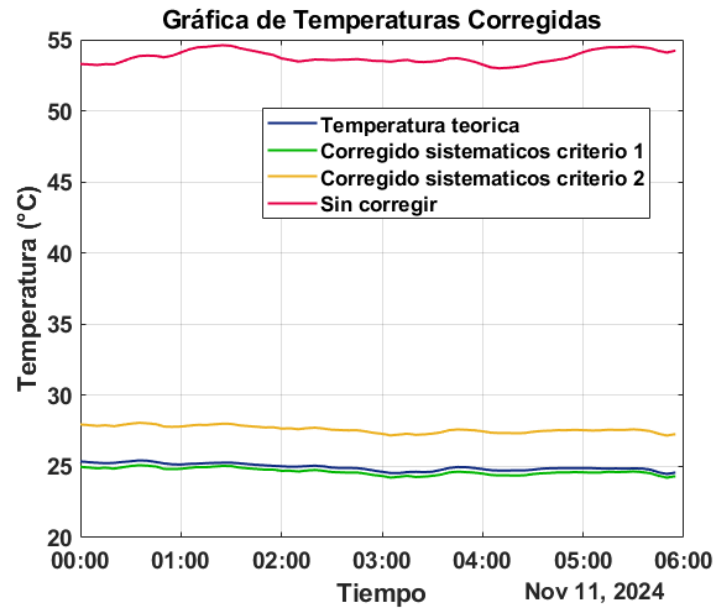


Figura D.4: Resultados de temperatura ajustados por el algoritmo según el criterio aplicado.

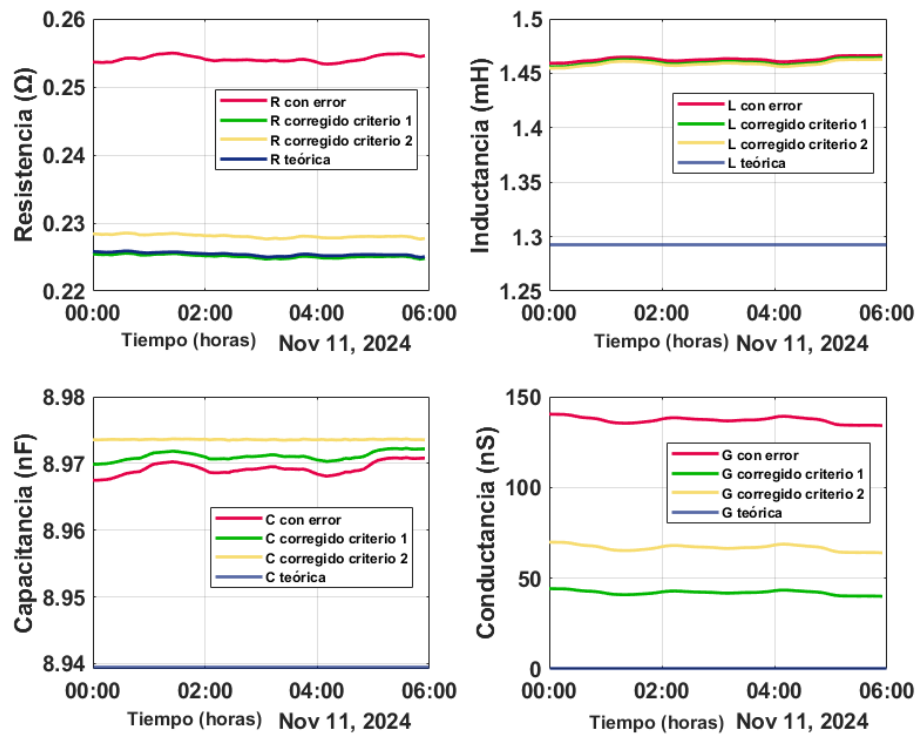


Figura D.5: Parámetros r , l , c y g corregidos de la línea.

Apéndice D. Resultados adicionales para el entorno de simulación

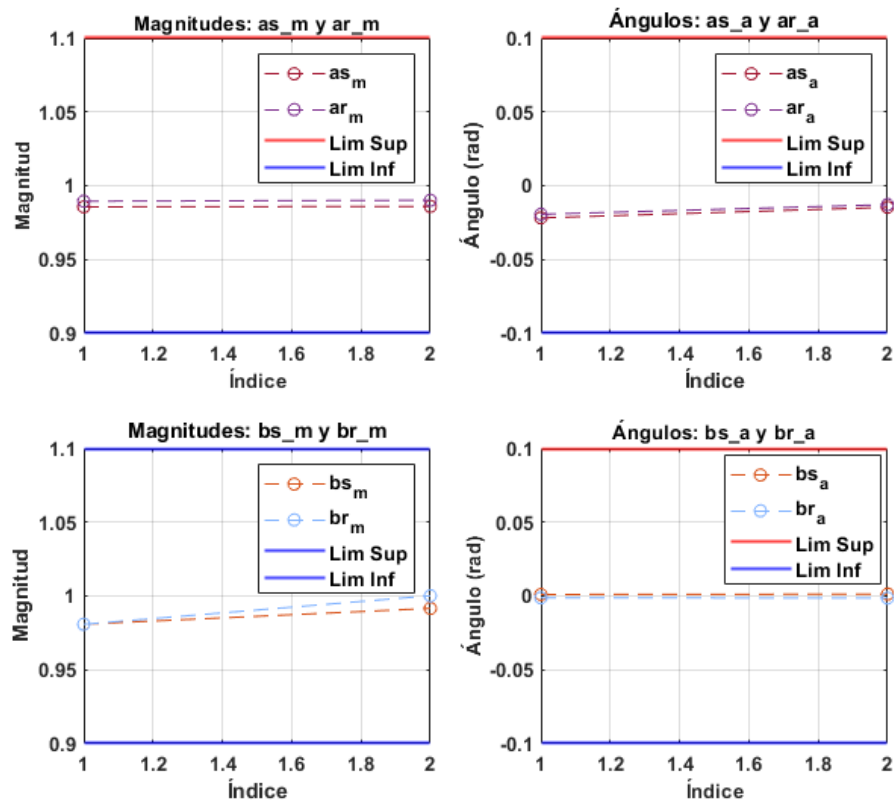


Figura D.6: Evolución de los factores de corrección a lo largo de el intervalo estudiado.

D.3. Resultados adicionales datos reales

A continuación, se presentan los resultados de la temperatura corregida, comparada con las curvas definidas a partir de las estimaciones de los sensores ampacimon, correspondientes a cuatro semanas de los meses de enero y febrero.

D.3.1. Semana del 15 al 20 de enero

El intervalo de calibración seleccionado para analizar la semana del 15 al 20 de enero fue desde 2025-01-17 hasta 2025-01-19.

Los resultados de temperatura corregida comparando con las curvas previamente definidas a partir de las estimaciones de los sensores ampacimon se puede apreciar en la Figura D.8.

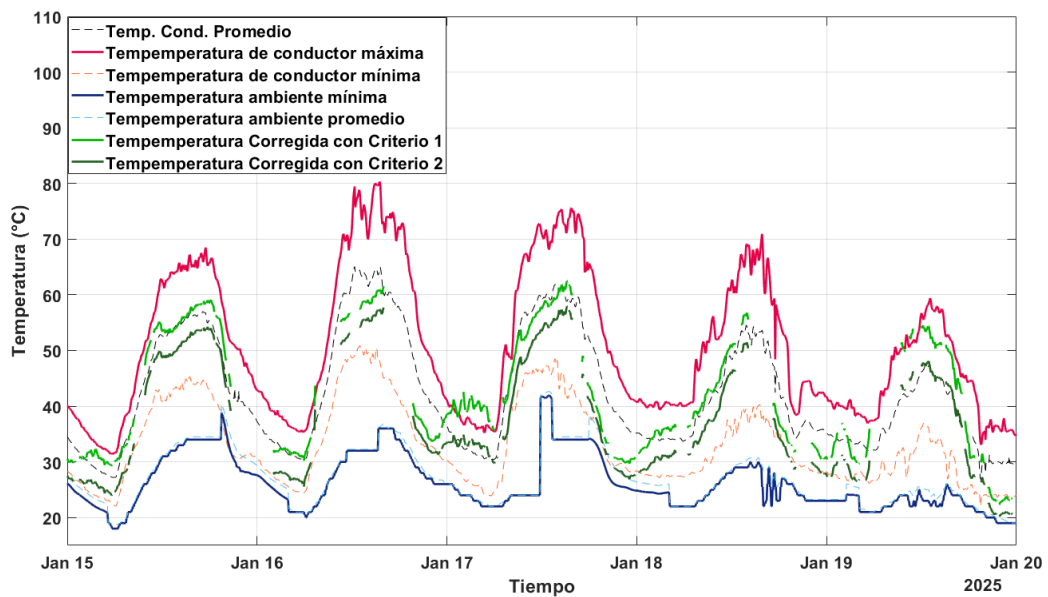


Figura D.7: Resultado adicional de temperaturas corregido, para el intervalo 15 a 20 de enero.

D.3.2. Semana del 21 al 28 de enero

El intervalo de calibración seleccionado para analizar la semana del 21 de 28 de enero fue desde 2025-01-22 hasta 2025-01-24.

Los resultados de temperatura corregida comparando con las curvas previamente definidas a partir de las estimaciones de los sensores ampacimon se puede apreciar en la Figura D.8.

Apéndice D. Resultados adicionales para el entorno de simulación

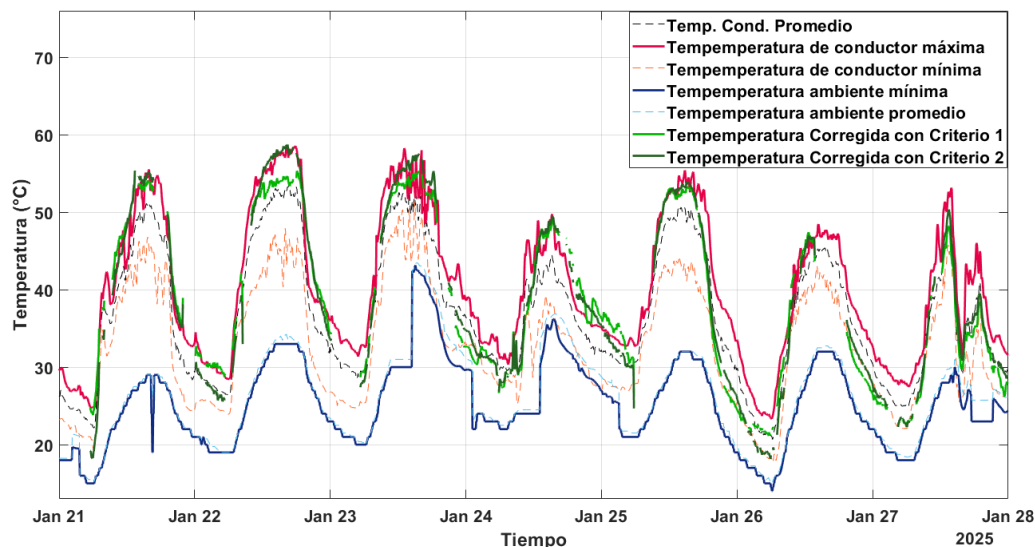


Figura D.8: Resultado adicional de temperaturas corregido, para el intervalo 21 a 28 de enero.

D.3.3. Semana del 30 de enero al 04 de febrero

El intervalo de calibración seleccionado para analizar la semana del 30 de enero al 05 de febrero fue desde 2025-02-02 10:00 hs hasta 2025-02-04 16:00 hs.

Los resultados de temperatura corregida comparando con las curvas previamente definidas a partir de las estimaciones de los sensores ampacimon se puede apreciar en la Figura D.9.

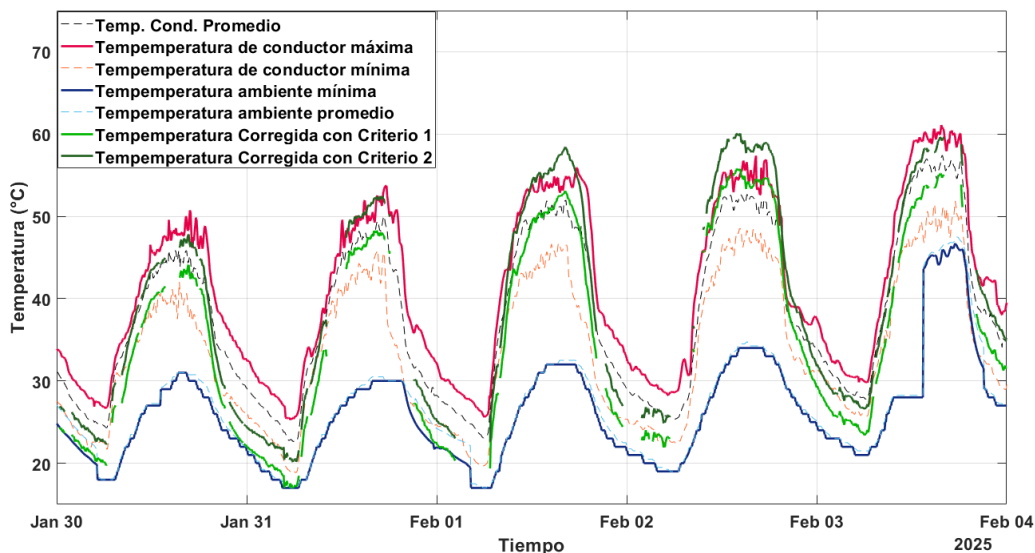


Figura D.9: Resultado adicional de temperaturas corregido, para el intervalo 30 de enero al 04 de febrero.

Referencias

- [1] Nicolás Morales, Pablo Pena, Michel Artenstein, Imanol Salvador y Rodrigo Abaracon. Experiencia de UTE con el uso de sistemas para el cálculo de ampacidad dinámica en líneas aéreas de 150 kV. In *Proceedings of the XIX ERIAC CIGRE*. CIGRE, 5 2023.
- [2] Fernando Berrutti. *Modelado de las líneas de transmisión - Apuntes del curso Transporte de Energía Eléctrica*, 2018. URL: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/311466/mod_resource/content/1/Apuntes%20-%20Parametros%20Distribuidos.pdf.
- [3] Gustavo Adolfo Nava Bustillo. *Líneas de Transmisión*. Facultad Nacional de Ingeniería, Universidad Técnica de Oruro, Oruro, Bolivia, s.f.
- [4] F. Gülşen Erdiñç, Ozan Erdiñç, Recep Yumurtacı y João P. S. Catalão. A comprehensive overview of dynamic line rating combined with other flexibility options from an operational point of view. *Energies*, 13(24):6563, 12 2020.
- [5] CIGRE Task Force B2.12.3. Sag-tension calculation methods for overhead lines. Technical Brochure 324, CIGRE, París, junio 2007.
- [6] CIGRE WG B2-12. Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure 207, CIGRE, August 2002.
- [7] CIGRE Working Group B2-12. Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings. Technical Brochure 299, CIGRE, August 2006.
- [8] CIGRE Working Group B2-42. Guide for thermal rating calculations of overhead lines. Technical Brochure 601, CIGRE, Paris, October 2014.
- [9] CIGRE Working Group C4, 34. Application of phasor measurement units for monitoring power system dynamic performance. Technical Brochure 702, CIGRE, December 2017.
- [10] David L. Alvarez, Javier A. Rosero, F. Faria da Silva, Claus L. Bak y Enrique E. Mombello. Dynamic line rating - technologies and challenges of PMU on overhead lines: A survey. In *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, volume 2017-Janua, pages 1–6. IEEE, 2016.

Referencias

- [11] Veeresh Ramnarine, Vidyadhar Peesapati y Siniša Djurović. *Fibre Bragg Grating Sensors for Condition Monitoring of High-Voltage Assets: A Review*, 2023. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/18/6709>.
- [12] ENTSOE. Dynamic line rating (DLR). URL: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/dynamic-line-rating-dlr>.
- [13] FARCROSS. Facilitating regional cross-border electricity transmission through innovation.
- [14] FERC. Order 881: Managing transmission line ratings. Technical report, Federal Energy Regulatory Commission, 2021.
- [15] Pascual Simón, Fernando Garancho, Jorge Moreno y Alberto Gonzáles. *Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión*, 2008.
- [16] IEEE. Standard for synchrophasor measurements for power systems. *IEEE Std C37.118.1*, 2011.
- [17] IEEE. Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. *IEEE Std 738-2023 (Revision of IEEE Std 738-2012)*, pages 1–56, 2023.
- [18] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC 61869-1:2007. Instrument transformers—Part 1: General requirements*, 2007. Standard.
- [19] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC 61869-3:2011. Standard for instrument transformers—Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*, 2011. Standard.
- [20] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC 61869-2:2012. Instrument transformers—Part 2: Additional requirements for current transformers*, 2012. Standard.
- [21] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC 60826:2017. Design criteria of overhead transmission lines*, 2017. Standard.
- [22] IRENA (2020). Innovation landscape brief: Dynamic line rating. Technical report, International Renewable Energy Agency, 2020.
- [23] Sveinn Júlíusson. Using PMU measurements to assess dynamic line rating of transmission lines. Master’s thesis, Aalborg University, 2013.
- [24] Nurul Husniyah Abas, Mohd Zainal Abidin Ab Kadir, Norhafiz Azis, Jasronita Jasni, Nur Fadilah Ab Aziz y Zmnako Mohammed. Optimizing grid with dynamic line rating of conductors: A comprehensive review. *IEEE Access*, 12:9738–9756, 2024.
- [25] Nicolás Morales. Ampacidad dinámica de líneas aéreas en uruguay, 2025. Tesis de maestría, no publicada.

- [26] Anuradha Annaswamy, Toby Chan, Kelly Clark, Katrin Daehn, Tom Ford, Frederic Godemel, Noelle O'Brien y Lily Odarno. The green future index 2023. Technical report, MIT Technology Review, 2023.
- [27] Radar Tutorial. Standing waves on transmission lines. URL: <https://www.radartutorial.eu/03.linetheory/tl07.en.html>.
- [28] Deborah Ritzmann. *Synchrophasor-based Overhead Line Impedance Monitoring*. Ph.d. thesis, School of the Built Environment, University of Reading, April 2017.
- [29] Juan Curbelo, Mateo Montanes y Nicolas Scoseria. Implementación de algoritmo para la estimación de los parámetros de líneas de transmisión basados en PMU. Bachelor's thesis Udelar FI.IIE, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, 2019. URL: <https://hdl.handle.net/20.500.12008/21961>.
- [30] Ching-Ming Lai y Jiashen Teh. Comprehensive review of the dynamic thermal rating system for sustainable electrical power systems. *Energy Reports*, 8:3263–3288, 11 2022.
- [31] The MathWorks. *fmincon: Find minimum of constrained nonlinear multivariable function*, 2024. URL: <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>.
- [32] The MathWorks. *What Is a Genetic Algorithm*, 2024. URL: <https://www.mathworks.com/discovery/genetic-algorithm.html>.
- [33] Guido Coletta, Alfredo Vaccaro y Domenico Villacci. A review of the enabling methodologies for PMUs-based dynamic thermal rating of power transmission lines. *Electric Power Systems Research*, 152:257–270, 2017.
- [34] Di Shi, Daniel Tylavsky, Kristian Koellner, Naim Logic y David Wheeler. Transmission line parameter identification using PMU measurements. *European Transactions on Electrical Power*, 21(4):1574–1588, 2011.
- [35] Isabel Briozzo y Fernando Berruti. *Parámetros de las líneas de transmisión - Apuntes del curso Transporte de Energía Eléctrica*. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, 2018. URL: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/309286/mod_resource/content/1/Notas%20Par%C3%A1metros%20de%20L%C3%ADneas%202020.pdf.
- [36] Mario Vignolo y Nicolás Yedrzejewski. *Componentes simétricas - Notas del curso Redes Eléctricas*. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, 2017. URL: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/67350/mod_folder/content/0/Capitulo7.pdf.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Glosario

AAC (All Aluminium Conductor) Conductor trenzado de aluminio refinado con una pureza de metal mínima del 99,7 %. Se utiliza principalmente en distancias cortas. Este tipo de conductor presenta un alto grado de resistencia a la corrosión.

AAR (Ambient Adjusted Rating) Método de ajuste de la capacidad de carga de líneas de transmisión basado en condiciones ambientales, sin considerar el efecto del viento.

ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) Conductor de aluminio reforzado con acero para proporcionar mayor resistencia mecánica y cubrir distancias más largas.

AT (Alta Tensión) Tensiones desde los 66 kV y menores a 220 kV.

CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos. Organización global en el campo de los sistemas eléctricos de potencia, fundada en Francia en 1921. Sus actividades incluyen aspectos técnicos, económicos, ambientales y regulatorios de la red eléctrica.

CSV (Comma-Separated Values) Formato abierto para representar datos en forma matricial donde las columnas se separan por comas y las filas por caracteres de fin de línea (EOL).

Ampacidad Dinámica (DLR) Método para ajustar la capacidad de carga de líneas considerando condiciones ambientales y operativas en tiempo real, optimizando el uso de la infraestructura.

EAT (Extra Alta Tensión) Tensiones desde los 220 kV en adelante.

FE (Frequency Error) Error en Frecuencia. Diferencia entre el valor teórico de la frecuencia y el valor medido aportado por la PMU.

GPS (Global Positioning System) Sistema de Posicionamiento Global. Sistema que permite conocer la posición de una persona o objeto mediante señales emitidas por una red satelital.

Apéndice D. Glosario

- IEC (International Electrotechnical Commission)** Comisión Electrotécnica Internacional. Organización mundial encargada de publicar estándares internacionales y administrar sistemas de evaluación de conformidad para productos, sistemas y servicios eléctricos, electrónicos y tecnologías asociadas.
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)** Asociación global de ingenieros dedicada a la normalización y desarrollo de áreas técnicas, principalmente electricidad y electrónica.
- NaN (Not a Number)** Valor utilizado en programación para representar resultados no calculables, como raíces negativas o divisiones por cero.
- PDC (Phasor Data Concentrator)** Recolector de Datos Fasoriales. Nodo en una red de comunicación que correlaciona y transmite datos de sincrofasores de múltiples PMU o PDC.
- PMU (Phasor Measurement Unit)** Unidad de Medición Fasorial. Dispositivo que provee datos de sincrofasores, frecuencia estimada, potencia activa, reactiva y otros datos de interés.
- PPS (Pulse Per Second)** Señal eléctrica que se repite con precisión una vez por segundo, utilizada en sistemas de sincronización.
- RFE (Rate of Frequency Error)** Error de ROCOF. Diferencia entre el valor teórico de la derivada de la frecuencia de la red y el valor medido por la PMU.
- ROCOF (Rate Of Change Of Frequency)** Tasa de cambio o variación de la frecuencia.
- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)** Control de Supervisión y Adquisición de Datos. Software para controlar y supervisar procesos industriales a distancia.
- SLR (Static Line Rating)** Ampacidad estática de una línea de transmisión, definida bajo condiciones meteorológicas conservadoras. Representa la capacidad de carga máxima de la línea en condiciones predefinidas y fijas.
- STD (Standard)** Norma o estándar.
- TI (Transformador de Intensidad)** Transformador de medida utilizado para la medición indirecta de corriente eléctrica.
- TT (Transformador de Tensión)** Transformador de medida utilizado para la medición de voltaje eléctrico.
- TVE (Total Vector Error)** Medida del error entre el valor teórico del fasor de la señal a medir y el valor del fasor medido.
- UDELAR (Universidad de la República)** Institución pública de educación superior y de investigación de Uruguay.

UTC (Coordinated Universal Time) Tiempo Universal Coordinado. Estándar principal para regular el tiempo.

UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) Empresa estatal uruguaya dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como a servicios anexos y consultoría.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

2.1. Orden de magnitud de las pérdidas en los aisladores de una línea aérea.	18
7.1. Resultados de de pesos óptimos en función del criterio determinado con grid search.	76
7.2. Resultados de de pesos óptimos en función del criterio determinado con con el algoritmo genético.	77
7.3. Resultados de estudiar el rendimiento del algoritmo en el entorno de simulación.	83
A.1. Esquema de trasposición TRI-ROD	112
A.2. Esquema de trasposición BOB-YOU	113

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

2.1. Modelo de la línea en parámetros distribuidos.	4
2.2. Cuadripolo II equivalente de la línea.	6
2.3. Disposición coplanar horizontal. Imagen extraída de [3].	9
2.4. Disposición coplanar vertical simple terna. Imagen extraída de [3].	9
2.5. Disposición coplanar vertical doble terna. Imagen extraída de [3].	10
2.6. Disposición triangular horizontal, simple terna. Imagen extraída de [3].	10
2.7. Disposición triangular vertical, simple terna. Imagen extraída de [3].	10
2.8. Esquema de transposición. Imagen extraída de [35].	11
2.9. Variación de la resistencia con la temperatura. Extraída y modificada de [15].	12
2.10. Efecto pelicular en un conductor. Imagen extraída y traducida desde [27].	13
2.11. Diagrama fasorial de las tensiones del sistema trifásico. Imagen extraída de [35].	16
2.12. Corte transversal de conductores conformando la línea del caso de estudio.	17
3.1. Disposición geométrica de los conductores de la línea del caso de estudio.	20
3.2. Comparativa de valores obtenidos del estudio de variación de resistencia en función de la temperatura para la línea de ejemplo planteada.	21
3.3. Comparativa de la sensibilidad con respecto a la temperatura para ambas líneas de estudio.	22
3.4. Resultados de como varía la inductancia con la temperatura.	24
3.5. Resultados de sensibilidad para la inductancia por unidad de longitud.	24
3.6. Variación de la curva catenaria en función de la temperatura.	26
3.7. Variación de la capacitancia a lo largo de un vano típico a nivel y con suelo uniforme para distintas temperaturas.	27
3.8. Variación de la capacitancia promedio en un vano en función de la temperatura.	28
3.9. Sensibilidad de la capacitancia promedio en un vano para distintas temperaturas.	29
3.10. Línea perfectamente traspuesta en ATP.	29
3.11. Comparativa Resistencia en AC teórica con resultados de ATP usando modelo de parámetros distribuidos y modelo PI.	30

Índice de figuras

3.12. Comparativa Inductancia teórica con resultados de ATP usando modelo de parámetros distribuidos y modelo PI.	31
3.13. Comparativa Capacitancia teórica con resultados de ATP usando modelo de parámetros distribuidos y modelo PI.	31
4.1. Variación de la curva catenaria a diferentes condiciones de temperatura y carga. Imagen extraída y traducida desde [5]	34
4.2. Torres de amarre (izquierda) y suspensión (derecha) típicas. . . .	35
4.3. Vano en una línea de transmisión aérea. Imagen extraída de [3] . . .	36
4.4. Cantón en una línea de transmisión. Imagen extraída de [3].	36
4.5. Forma de una catenaria y sus parámetros. Imagen extraída y modificada de [3].	37
5.1. Representación de fasor patrón y medido con desfase temporal, junto con sus sincrofasores correspondientes. Imagen extraída de [9]. .	43
5.2. Evolución del ángulo por muestra. Imagen extraída de [9].	44
5.3. Representación fasorial del ejemplo. Imagen extraída de [9].	45
5.4. Sistema de Comunicación entre PMUs	46
5.5. Total Vector Error. Imagen extraída de [9].	47
5.6. Diagrama esquemático de recepción de una PMU. Imagen extraída de [9].	48
5.7. Ubicación geográfica de los 4 sensores Ampacimon.	50
5.8. Sensor Ampacimon instalado en una línea de transmisión. Imagen extraída del sitio web de Ampacimon.	51
5.9. Curvas de temperatura ambiente y del conductor reportadas por los 4 sensores Ampacimon.	51
5.10. Definición de curvas a utilizar para medir el rendimiento del sistema a implementar.	52
6.1. Análisis de variación de parámetros por unidad de longitud de la línea del caso de estudio, considerando únicamente errores sistemáticos en las mediciones.	57
6.2. Análisis de variación de parámetros por unidad de longitud de la línea del caso de estudio, considerando únicamente ruido en las mediciones.	58
6.3. Análisis de variación de parámetros por unidad de longitud de la línea del caso de estudio, considerando ruido y errores sistemáticos.	59
6.4. Perfil de carga generado para el análisis.	60
6.5. Errores sistemáticos sorteados para la simulación.	61
6.6. Variación en los parámetros característicos de la línea de transmisión en función de variación de carga.	62
6.7. Variación en la temperatura de la línea de transmisión en función de variación de carga.	63
7.1. Modelo Pi para una línea de transmisión.	66
7.2. Esquema de algoritmo de determinación de factores de corrección.	69

7.3.	Estructura de datos.	71
7.4.	Diagrama de flujo del sistema total implementado.	74
7.5.	Perfil de tensiones utilizado.	79
7.6.	Perfil de potencias activa, reactiva y aparente utilizadas en la simulación.	80
7.7.	Perfiles de temperatura utilizados. En azul se representa la temperatura real introducida al modelo, en rojo se representa la temperatura calculada luego de haber introducido no idealidades a los sincrofasores.	81
7.8.	Resultados obtenidos. En azul se muestra la temperatura real introducida tomada de los sensores Ampacimon; en rojo y celeste, los límites superior e inferior utilizados; y finalmente, en verde oscuro y verde claro, los resultados obtenidos al aplicar el algoritmo de corrección para ambos criterios de selección de parámetros.	82
7.9.	Error de temperatura según el criterio de selección de pesos óptimos utilizado.	83
8.1.	Comparación de los ángulos de corriente I_s e I_r antes y después del curado de datos.	87
8.2.	Ángulos relativos a la fase $\bar{V}_s$	87
8.3.	Ejemplo de picos de tensión anómalos en el nodo de TRI.	89
8.4.	Ejemplo de pérdida de sincronismo de la PMU en las fases de tensión y corriente.	89
8.5.	Comparación de inductancia y capacitancia, antes y después de haber curado los datos de sincrofasores.	91
8.6.	Comparación de impedancia característica, antes y después de haber curado los datos de sincrofasores.	92
8.7.	Diagrama de flujo del curado de datos.	93
8.8.	Comparación de módulos de las cuatro magnitudes previo y post procesamiento de datos.	94
8.9.	Comparación de fases de las cuatro magnitudes previo y post procesamiento de datos.	95
8.10.	Comparativa del cálculo de la temperatura previo y post procesamiento total de los datos.	96
8.11.	Condiciones de bordes utilizadas.	98
8.12.	Temperatura corregida en el intervalo de calibración.	99
8.13.	Temperatura y corriente corregida en el intervalo de calibración.	100
8.14.	Temperatura corregida del set global de datos.	102
8.15.	Diferencia entre la temperatura promedio registrada por los sensores Ampacimon y la temperatura corregida.	102
8.16.	Comparación de parámetros de impedancia serie de la línea de transmisión.	103
8.17.	Comparación de parámetros de impedancia paralela de la línea de transmisión.	104
8.18.	Histograma de errores obtenido con las semanas procesadas de datos reales para ambos criterios.	105

Índice de figuras

B.1. Filtro FIR de referencia para la clase Tipo P. Imagen extraída de [9].	116
B.2. Espectro en frecuencia del Filtro Tipo P. Imagen extraída de [9].	116
B.3. Espectro en frecuencia del Filtro Tipo M. Imagen extraída de [9].	117
B.4. Filtro de referencia Tipo M. Imagen extraída de [9].	117
C.1. Evolución del valor de penalización - Criterio 1.	119
C.2. Evolución del valor de penalización - Criterio 2.	120
D.1. Evolución de los factores de corrección a lo largo de el intervalo estudiado.	121
D.2. Parámetros r , l , c y g corregidos de la línea.	122
D.3. Perfil de temperatura utilizado, comparado con la temperatura de- terminada a partir de mediciones con no idealidades.	122
D.4. Resultados de temperatura ajustados por el algoritmo según el cri- terio aplicado.	123
D.5. Parámetros r , l , c y g corregidos de la línea.	123
D.6. Evolución de los factores de corrección a lo largo de el intervalo estudiado.	124
D.7. Resultado adicional de temperaturas corregido, para el intervalo 15 a 20 de enero.	125
D.8. Resultado adicional de temperaturas corregido, para el intervalo 21 a 28 de enero.	126
D.9. Resultado adicional de temperaturas corregido, para el intervalo 30 de enero al 04 de febrero.	126

Esta es la última página.
Compilado el sábado 2 agosto, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>