

# Proyecto Fin de Máster Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

## Estudio de Métodos de Estimación Puntual para el Análisis del Flujo de Cargas Probabilístico en Redes de Baja Tensión

Autor: Sergio Valenzuela de la Mata

Tutor: Esther Romero Ramos

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023





Proyecto Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

# **Estudio de Métodos de Estimación Puntual para el Análisis del Flujo de Cargas Probabilístico en Redes de Baja Tensión**

Autor:

Sergio Valenzuela de la Mata

Tutor:

Esther Romero Ramos

Profesor Titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Máster: Estudio de Métodos de Estimación Puntual para el Análisis del Flujo de Cargas Probabilístico en Redes de Baja Tensión

Autor: Sergio Valenzuela de la Mata  
Tutor: Esther Romero Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:



# Agradecimientos

---

En primer lugar, agradecer a mi tutora Esther Romero Ramos por proponerme trabajar en este proyecto, así como por darme su apoyo y su ayuda durante todo el desarrollo de éste. De igual manera, agradecer también por todas las clases conjuntas que hemos tenido y el esfuerzo empleado para conseguir dar toda una gran cantidad de temario en el poco tiempo que hemos tenido en el máster. Profundizar en el estudio estadístico empleado a un sistema eléctrico me ha hecho comprender la complejidad que existe en la incertidumbre que prevalecen tanto en el consumo como en la generación dentro del ámbito eléctrico.

Quiero dar gracias a todo el departamento de Ingeniería Eléctrica por enseñarme todo lo que he aprendido durante este curso. Gracias también a mi grupo de clase por haberme acompañado durante este año y brindarme su ayuda en todo momento. No olvidar el apoyo de mis compañeros de piso, por aguantarme y hacerme sentir como uno más en un hogar diferente a mi casa. Y, sobre todo, agradecer a mis padres y a mi familia por haberme apoyado desde siempre en todos los aspectos de la vida, por ayudarme a descubrir lo que me apasiona y creer en ello.

*Sergio Valenzuela de la Mata*  
*Máster en Sistemas de Energía Eléctrica*

*Sevilla, 2023*



# Resumen

---

En este proyecto se presenta un análisis probabilístico de sistemas de distribución trifásicos desbalanceados con conexión de generadores distribuidos. Para este análisis, se hace uso de la técnica del Método Estimado de Dos y Tres Puntos para el cálculo del comportamiento probabilístico de las variables aleatorias del sistema. Para validar la eficiencia de los modelos de algoritmo propuestos, se usará la "Red Comercial de Baja Tensión" del sistema de pruebas proporcionado por Cigré. Los resultados probabilísticos logrados serán comparados con aquellos resultados obtenidos usando el Método de Monte Carlo.

Para ello, se definirán como variables aleatorias todas las cargas del sistema, generación fotovoltaica (PV) y el consumo de carga dado por la introducción del vehículo eléctrico (VE). La incertidumbre de todas estas variables de entrada se modelarán como una función de probabilidad normal estándar. Para cada entrada, los datos de salida analizados (tensiones, intensidades y pérdidas) se obtendrán a partir de un flujo de cargas probabilístico definido para un intervalo horario concreto dentro de las 24 horas de un día. El objetivo final será analizar estos resultados, comparando los tres métodos de flujo de cargas probabilístico mencionados anteriormente. Además se realizará un estudio sobre el comportamiento de la red ante la presencia de desequilibrios tanto en consumos como en generación.

El estudio se divide en dos partes. La primera parte se enfoca en la definición de los conceptos de Flujo de Carga Determinista y Flujo Probabilístico, junto con la introducción al modelado de distribución probabilística de cada una de las variables aleatorias de entrada. También se aborda en detalle el desarrollo de métodos analíticos, tales como el Método Estimado de Dos y Tres Puntos, destinados a calcular el comportamiento de las variables aleatorias del sistema. La segunda parte del estudio se dedica a examinar las simulaciones y resultados obtenidos al aplicar y comparar todos los modelos mencionados en un flujo de carga probabilístico, en comparación con el método numérico de Monte Carlo. Se busca determinar las diferencias, ventajas y desventajas entre todos ellos. Además, se realiza un análisis eléctrico más específico sobre el comportamiento de la red en este contexto probabilístico.

Este documento sigue la siguiente estructura: los dos primeros capítulos introducen a los nuevos actores en redes de baja tensión que generan incertidumbre, además de presentar la metodología que se empleará para abordar el problema del flujo de cargas. El tercer capítulo se centra en el proceso para llevar a cabo un Flujo de Cargas Probabilístico (PFL). Aquí, se define el modelado de distribución probabilística de cada una de las entradas, y se describen los algoritmos de Simulación de Monte Carlo (con énfasis en el algoritmo de Box-Muller) y Métodos Estimados de Dos y Tres Puntos (utilizando el Modelo de Hong). En el cuarto capítulo, se ofrece un detalle completo de la red de estudio empleada, así como de cada uno de los datos de entrada, que incluyen el modelado de las cargas, la generación fotovoltaica (PV) y el consumo de vehículos eléctricos (VE). El quinto capítulo se dedica a la realización de simulaciones utilizando los tres modelos de Flujo de Carga Probabilístico, y se procede a analizar los resultados obtenidos. Finalmente, en el sexto capítulo, se presentan las conclusiones relevantes y se definen los posibles aspectos a abordar en futuros trabajos.



# Abstract

---

In this project, a probabilistic analysis of unbalanced three-phase distribution systems with distributed generator connections is presented. The analysis employs the Two and Three Points Estimated Method to calculate the probabilistic behavior of the system's random variables. To validate the efficiency of the proposed algorithm models, the "Low Voltage Commercial Network" of the test system provided by Cigré will be used. The achieved probabilistic results will be compared with those obtained using the Monte Carlo Method.

For this purpose, all system loads, photovoltaic (PV) generation, and load consumption due to the introduction of electric vehicles (EVs) will be defined as random variables. The uncertainty of these input variables will be modeled as a standard normal probability function. For each input, the analyzed output data (voltages, currents, and losses) will be obtained from a defined probabilistic load flow within a specific hourly interval within the 24 hours of a day. The ultimate goal is to analyze these results, comparing the three aforementioned probabilistic load flow methods. Additionally, a study on the network's behavior in the presence of imbalances in both consumption and generation will be conducted.

The study is divided into two parts. The first part focuses on defining the concepts of Deterministic Load Flow and Probabilistic Load Flow, along with the introduction of the probabilistic distribution modeling of each input random variable. It also delves into the detailed development of analytical methods, such as the Two and Three Points Estimated Method, designed to calculate the behavior of the system's random variables. The second part of the study is dedicated to examining the simulations and results obtained by applying and comparing all the mentioned models in a probabilistic load flow, in comparison with the numerical Monte Carlo method. The aim is to determine the differences, advantages, and disadvantages among them. Furthermore, a more specific electrical analysis of the network's behavior in this probabilistic context is conducted.

This document follows the following structure: the first two chapters introduce the new actors in low-voltage networks that generate uncertainty, along with presenting the methodology that will be used to address the load flow problem. The third chapter focuses on the process of carrying out a Probabilistic Load Flow (PLF). Here, the probabilistic distribution modeling of each input is defined, and algorithms such as Monte Carlo Simulation (with emphasis on the Box-Muller algorithm) and Two and Three Points Estimated Methods (using the Hong Model) are described. In the fourth chapter, a comprehensive detail of the study network is provided, along with each input data, including the modeling of loads, photovoltaic generation (PV), and electric vehicle (EV) consumption. The fifth chapter is dedicated to conducting simulations using the three Probabilistic Load Flow models, followed by an analysis of the obtained results. Finally, in the sixth chapter, relevant conclusions are presented, and possible aspects for future work are defined.

... -translation by google-



# Índice Abreviado

---

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Glosario</i>	XI
<i>Notación</i>	XIII
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Flujo de Cargas</b>	<b>3</b>
2.1 Formulación del Problema del Flujo de Cargas	3
2.2 Método de Resolución del Flujo de Cargas Determinista	5
<b>3 Proceso del Flujo de Cargas Probabilístico</b>	<b>7</b>
3.1 Modelado de Distribución Probabilística	7
3.2 Simulación de Mote Carlo	12
3.3 Método de Estimación de Puntos	12
3.4 Implementación del Análisis Probabilístico del Flujo de Potencia	14
<b>4 Red de Estudio y Datos de Entrada</b>	<b>19</b>
4.1 Red de Estudio	19
4.2 Modelado de las Cargas	23
4.3 Modelado de la Generación PV	24
4.4 Modelado del Consumo VE	25
<b>5 Simulaciones y Resultados</b>	<b>29</b>
5.1 Escenarios con Sólo Carga	30
5.2 Escenarios con Carga y Generación PV	43
5.3 Escenarios con Carga, Generación PV y Consumo VE	54
<b>6 Conclusiones y Discusión Final</b>	<b>63</b>
<b>Anexo A Método de Resolución del Flujo de Cargas Determinista</b>	<b>65</b>
A.1 Método de Newton-Raphson	65
A.2 Método Desacoplado Rápido	66
<b>Anexo B Distribución de Probabilidad Normal</b>	<b>69</b>
<b>Anexo C Método de Estimación de Puntos (Modelo de Hong)</b>	<b>71</b>
C.1 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m	72
C.2 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m+1	73

<b>Anexo D</b>	<b>Perfiles Suministrados de Generación PV</b>	<b>75</b>
<b>Anexo E</b>	<b>Programas Desarrollados: Manual de Usuario</b>	<b>79</b>
E.1	Red Comercial de BT Implementada en OpenDSS	79
E.2	Flujo de Cargas Probabilístico Implementado en Matlab	82
	<i>Índice de Figuras</i>	105
	<i>Índice de Tablas</i>	107
	<i>Índice de Códigos</i>	109
	<i>Bibliografía</i>	111

# Índice

---

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Glosario</i>	XI
<i>Notación</i>	XIII
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Flujo de Cargas</b>	<b>3</b>
2.1 Formulación del Problema del Flujo de Cargas	3
2.2 Método de Resolución del Flujo de Cargas Determinista	5
<b>3 Proceso del Flujo de Cargas Probabilístico</b>	<b>7</b>
3.1 Modelado de Distribución Probabilística	7
3.1.1 Distribuciones de Probabilidad de Carga	7
3.1.2 Distribuciones de Probabilidad de Generación PV	9
3.1.3 Distribuciones de Probabilidad de Consumo VE	9
3.2 Simulación de Mote Carlo	12
3.3 Método de Estimación de Puntos	12
3.3.1 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m	12
3.3.2 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m+1	13
3.4 Implementación del Análisis Probabilístico del Flujo de Potencia	14
<b>4 Red de Estudio y Datos de Entrada</b>	<b>19</b>
4.1 Red de Estudio	19
4.2 Modelado de las Cargas	23
4.3 Modelado de la Generación PV	24
4.4 Modelado del Consumo VE	25
<b>5 Simulaciones y Resultados</b>	<b>29</b>
5.1 Escenarios con Sólo Carga	30
5.1.1 Caso 1: "Equilibrado"	30
5.1.2 Caso 2: Desequilibrado   Carga 40/30/30	35
5.1.3 Caso 3: Desequilibrado   Carga 50/20/30	39
5.2 Escenarios con Carga y Generación PV	43
5.2.1 Caso 4: "Equilibrado"   40% Penetración PV	43
5.2.2 Caso 5: "Equilibrado"   60% Penetración PV	47
5.2.3 Caso 6: Desequilibrado   Carga 50/20/30   80% Penetración PV	50
5.3 Escenarios con Carga, Generación PV y Consumo VE	54
5.3.1 Caso 7: "Equilibrado"   80% Penetración PV	54
5.3.2 Caso 8: Desequilibrado   Carga 40/30/30   80% Penetración PV   Consumo VE 50/20/30	58

---

<b>6 Conclusiones y Discusión Final</b>	<b>63</b>
<b>Anexo A Método de Resolución del Flujo de Cargas Determinista</b>	<b>65</b>
A.1 Método de Newton-Raphson	65
A.2 Método Desacoplado Rápido	66
<b>Anexo B Distribución de Probabilidad Normal</b>	<b>69</b>
<b>Anexo C Método de Estimación de Puntos (Modelo de Hong)</b>	<b>71</b>
C.1 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m	72
C.2 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m+1	73
<b>Anexo D Perfiles Suministrados de Generación PV</b>	<b>75</b>
<b>Anexo E Programas Desarrollados: Manual de Usuario</b>	<b>79</b>
E.1 Red Comercial de BT Implementada en OpenDSS	79
E.2 Flujo de Cargas Probabilístico Implementado en Matlab	82
E.2.1 Inicialización del Histograma de Datos	82
E.2.2 Simulación de Monte Carlo	89
E.2.3 Método de Estimación de 2 ptos	92
E.2.4 Método de Estimación de 2 ptos +1	101
<i>Índice de Figuras</i>	105
<i>Índice de Tablas</i>	107
<i>Índice de Códigos</i>	109
<i>Bibliografía</i>	111

# Glosario

---

PV	Generación Fotovoltaica
VE	Vehículo Eléctrico
PHVE	Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable (Plug-in Hybrid)
V2G	Del Vehículo a la Red (Vehicle-to-Grid)
PFL	Flujo de Cargas Probabilístico
GD	Generación Distribuida
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
AT	Alta Tensión
MDP	Método Estimado de Puntos
SMC	Simulación de Monte Carlo
DSS	OpenDSS: Simulador de Sistema de Distribución de Energía Eléctrica
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
p.u.	Sistema Por Unidad
FDP	Función de Densidad de Probabilidad
VCA	Tensión de Corriente Alterna
IDE	Entorno de Desarrollo Integrado (Integrated Development Environment)
GMM	Modelo de Mezcla Gaussiana (Gaussian Mixture Model)



# Notación

---

$U_i$	Fasor de tensión en el nudo $i$ .
$V_i =  U_i $	Módulo de tensión en el nudo $i$ .
$\theta_i = \text{ang}(U_i)$	Ángulo de tensión en el nudo $i$ .
$I_i$	Fasor de intensidad inyectada en el nudo $i$ .
$S_{Gi}$	Potencia generada en el nudo $i$ .
$S_{Ci}$	Potencia consumida en el nudo $i$ .
$P_i = \text{Re}(S_i)$	Potencia activa del nudo $i$ .
$Q_i = \text{Im}(S_i)$	Potencia reactiva del nudo $i$ .
$Y_{ij}$	Término de la matriz de admitancias que relaciona los nudos $i$ y $j$ .
$G_{ij} = \text{Re}(Y_{ij})$	Conductancia de la matriz de admitancias que relaciona los nudos $i$ y $j$ .
$B_{ij} = \text{Im}(Y_{ij})$	Susceptancia de la matriz de admitancias que relaciona los nudos $i$ y $j$ .
$Y_{ramas}$	Matriz de admitancias de las distintas ramas y nudos.
$A$	Matriz de incidencias.
$A^T$	Matriz de incidencias traspuesta.
$Y_{bus}$	Matriz de admitancias nodales.
$Y_r$	Matriz reducida de admitancias nodales.
$tol$	Tolerancia.
$x_i^k$	Variable de estado $i$ -ésima de la iteración $k$ .
$x_i^{k+1}$	Variable de estado $i$ -ésima de la iteración $k + 1$ .
$x$	Vector de variables de estado.
$x^0$	Valor inicial del vector de variable $x$ .
$x^k$	Vector de variables de estado en la iteración $k$ .
$\Delta x$	Término incremental de la variable $x$ .
$f(x)$	Función no lineal dependiente de la variable $x$ .
$F(x^k)$	Jacobiano de $f(x)$ en la iteración $k$ .
$P_i^{esp}$	Potencia activa esperada del nudo $i$ .
$Q_i^{esp}$	Potencia reactiva esperada del nudo $i$ .
$\Delta P_i$	Incremento de potencia activa en el nudo $i$ .
$\Delta Q_i$	Incremento de potencia reactiva en el nudo $i$ .
$f(P_{D,t})$	FDP de la carga consumida.
$P_{D,t}$	Valor medio de la carga.
$P_{D,t,F}$	Valor de carga previsto en el intervalo $t$ .
$\sigma_{P_D}$	Desviación estándar de la carga.
$f(P_{G,t})$	FDP de generación PV.
$P_{G,t}$	Valor medio de potencia de generación PV.
$P_{G,t,F}$	Valor de potencia de generación previsto en el intervalo $t$ .
$\sigma_{P_G}$	Desviación estándar de generación PV.
$f(P_V)$	FDP de consumo VE.

$P_V$	Valor medio de consumo VE.
$P_{V,F}$	Valor de carga VE previsto.
$\sigma_{P_V}$	Desviación estándar de la carga VE.
$S_i$	Muestra i-ésima de una variable aleatoria.
$\mu$	Media de la variable aleatoria.
$\sigma$	Desviación estándar de la variable aleatoria.
$u_1, u_2$	Números aleatorios distribuidos uniformemente en el rango de (0, 1).
$p_l$	Variable aleatoria l-ésima.
$P_{pl}$	Punto estimado de la variable aleatoria $p_l$ .
$\mu_{pl}$	Media de la l-ésima variable aleatoria de entrada.
$\sigma_{pl}$	Desviación estándar de la l-ésima variable aleatoria de entrada.
$P_{l,k}$	Ubicación de la variable aleatoria l-ésima y punto estimado $k$ .
$\xi_{l,k}$	Ubicación estándar de la l-ésima variable aleatoria de entrada y punto estimado $k$ .
$\omega_{l,k}$	Coefficiente de ponderación de la l-ésima variable de entrada y punto estimado $k$ .
$Z$	Vector de variables aleatorias de salida.
$E(Z)$	Valor esperado del vector $Z$ .
$\lambda_{l,1}$	Media de la l-ésima variable de entrada.
$\lambda_{l,2}$	Desviación estándar de la l-ésima variable de entrada.
$\lambda_{l,3}$	Término de asimetría o Skewness de la l-ésima variable de entrada.
$\lambda_{l,4}$	Término de apuntamiento o Kurtosis de la l-ésima variable de entrada.

# 1 Introducción

---

Tradicionalmente, se han concebido a los sistemas de distribución como redes pasivas con topología radial. No obstante, en la actualidad, se observa una creciente tendencia a incorporar pequeñas fuentes de generación en proximidad a los centros de consumo. Este tipo de generación modifica la configuración convencional en la que se operan y diseñan las redes de distribución, dando origen a lo que se denomina Generación Distribuida (GD).

Investigaciones previas [1], [2] han señalado que la GD produce efectos positivos al conectarse a la red, como la reducción de pérdidas de potencia y la mejora de los indicadores de confiabilidad y los perfiles de tensión del sistema. Por otro lado, estudios [2], [3] han identificado posibles desafíos técnicos, como la pérdida de selectividad en los sistemas de protección o subidas de tensión excesivas que pueden complicar la operación de los Generadores Distribuidos (GDs). Por lo tanto, para evaluar la viabilidad de conectar nuevas fuentes de GD a la red o garantizar la operación adecuada de los GDs instalados, es imprescindible emplear herramientas computacionales sólidas y eficaces que permitan analizar las variables de estado de la red en diversas situaciones.

Las herramientas tradicionales de flujo de carga son capaces de determinar el punto de operación del sistema eléctrico de potencia en condiciones de estado estacionario. No obstante, suelen no tener en cuenta la naturaleza incierta inherente a los sistemas eléctricos, especialmente en lo que concierne a la variabilidad de la demanda y la generación.

En este proyecto, se presentan una serie de algoritmos eficaces para el análisis probabilístico de variables afectadas por incertidumbre. En este contexto, se considera la incertidumbre en el valor de la demanda y su impacto en los GDs conectados a los sistemas de distribución trifásicos, ya sea en situaciones de equilibrio o desequilibrio. Dichas variables serán pertenecientes a los nuevos actuadores que se encuentran actualmente en las redes de Baja Tensión (BT):

- **Cargas del sistema:** Existe una creciente tendencia de un consumo más aleatorio debido a la aparición de un mercado eléctrico volátil. La volatilidad de dicho mercado produce que los precios de la energía eléctrica se comporten como una montaña rusa, disminuyendo cuando sopla el viento o aumentando cuando sube el precio del gas, afectando directamente en el mercado eléctrico diario. Durante el año 2022, el precio del pool eléctrico llegó a oscilar entre los 50 euros/MWh y los más de 200 euros/MWh. Este comportamiento en el precio de la electricidad ha concienciado a los consumidores, produciendo una tendencia a ahorrar electricidad y consumir mayoritariamente cuando la energía es más barata. Sin embargo, la desagregación de la demanda conforme se baja de tensión en el sistema, produce un aumento de la aleatoriedad en el consumo.
- **Generación fotovoltaica:** La volatilidad anterior, ha producido un auge en la instalación y producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica (PV). Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en el año 2022 se pusieron en marcha más de 2.500 MW de nueva potencia instalada de energía solar en instalaciones de autoconsumo, lo que supone un incremento de la producción en un 108% respecto al año anterior. Dicha tendencia ha dado lugar a la introducción de las GDs mencionadas inicialmente, transformando la red de BT en una red activa que dificulta poder predecir el comportamiento del sistema.

- **Vehículo eléctrico:** En 2021 las ventas de coches eléctricos marcaron un récord a nivel mundial, creciendo hasta un 103 % alcanzando los 6.6 millones de unidades vendidas. La necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y la obsolescencia del vehículo de combustión, hacen la obligación de incluir también como principal variable de incertidumbre el consumo debido a la carga del vehículo eléctrico (VE).

Los algoritmos propuestos usados en el análisis probabilístico, incorporan dos casos específicos de los métodos vistos en [4], conocido como Método Estimado de Puntos (MDP) de dos y tres puntos, como alternativa del tradicional algoritmo basado en la Simulación de Monte Carlo (SMC). La principal característica del MDP es que sólo requiere calcular dos flujos de carga por cada una de las variables aleatorias en estudio (en el caso de MDP de tres puntos, se requerirán tres flujos de carga), mientras que SMC necesita de una gran cantidad de escenarios para proporcionar un resultado útil, lo que lo hace muy costoso computacionalmente. Esta característica torna el MDP un algoritmo altamente eficiente en comparación con SMC. Es por ello que a lo largo de los siguientes capítulos se definirán los procesos llevados para realizar un Flujo de Cargas Probabilístico y todo el modelado de distribución probabilística de cada una de las entradas y salidas del proceso, todo esto con el fin de realizar simulaciones y analizar los resultados obtenidos.

Este enfoque se aplica específicamente a las redes de distribución, con un énfasis especial en las redes de Baja Tensión. Una de las características inherentes a estas redes son su naturaleza desequilibrada. Esto condiciona en gran manera las técnicas de análisis en comparación con las bien conocidas redes equilibradas de Alta Tensión (AT). Esta singularidad ha estado muy presente a lo largo de este trabajo.

## 2 Flujo de Cargas

---

*"OpenDSS es un simulador de sistemas de distribución de energía eléctrica (DSS) diseñado para respaldar la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) y la modernización de la red. Facilita a los ingenieros la realización de análisis complejos mediante una plataforma versátil, personalizable y fácil de usar, diseñada específicamente para abordar los desafíos actuales y futuros del sistema de distribución. Además, proporciona una base para comprender e integrar nuevas tecnologías y recursos."*

El análisis del flujo de cargas desempeña un papel fundamental en el diseño y funcionamiento de los sistemas de energía eléctrica. Esta herramienta permite obtener, a partir de los datos de entrada, como las potencias consumidas e inyectadas en los nudos, información sobre las tensiones complejas en todos los nudos y los flujos a través de todas las líneas y transformadores de la red, así como cualquier otra variable eléctrica del sistema en su estado estacionario.

Sin embargo, el flujo de cargas convencional tiene una limitación importante, ya que es un algoritmo determinista que asume datos de entrada fija. En la realidad, rara vez se conocen los valores exactos de todos los datos necesarios. En otras palabras, no siempre se conocen de antemano los valores precisos de la generación y el consumo de energía, y esta incertidumbre está presente en ambos casos. Por ejemplo, se puede tener información sobre patrones de demanda, pero no datos exactos. En lo que respecta a la generación convencional, aunque es más predecible que la demanda, pueden ocurrir fallas y problemas imprevistos. Además, la creciente incorporación de la generación distribuida agrega un nivel adicional de incertidumbre. En consecuencia, el enfoque determinista a menudo no proporciona resultados realistas.

Para abordar estas incertidumbres, surge la necesidad de desarrollar un algoritmo que reconozca la naturaleza probabilística del problema: el Flujo de Cargas Probabilístico, que se desarrollará en el Capítulo 3.

### 2.1 Formulación del Problema del Flujo de Cargas

Las ecuaciones de nudos son una parte fundamental en el análisis de circuitos eléctricos y redes. Estas ecuaciones expresan las corrientes que circulan por las ramas de la red en función de las tensiones en los nudos y la configuración topológica de las admitancias en la red.

Por lo tanto, las ecuaciones de nudos expresan las corrientes por las ramas de la red de estudio en función de las tensiones en los nudos y la disposición topológica de las admitancias. Para una red de  $n$  nudos se tiene:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_j \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.1)$$

donde:

$U_j$  = Fases de tensión en el nudo  $j$ .

$I_i$  = Fases de intensidad inyectada en el nudo  $i$ .

$Y_{ij}$  = Término de la matriz de admitancias que relaciona los nudos  $i$  y  $j$ .

Por otra parte, la potencia compleja neta inyectada en cada nudo se puede obtener como la diferencia entre la potencia generada y la consumida, presentando la siguiente expresión:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = U_i I_i^* \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.2)$$

donde:

$S_{Gi}$  = Potencia generada en el nudo  $i$ .

$S_{Ci}$  = Potencia consumida en el nudo  $i$ .

Combinando las ecuaciones (2.1) y (2.2), eliminando las intensidades complejas y haciéndose uso de las coordenadas cartesianas para potencias y admitancias, resulta el siguiente sistema no lineal de  $n$  ecuaciones complejas:

$$P_i + jQ_i = U_i \sum_{j=1}^n [G_{ij} - B_{ij}] * U_j^* \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.3)$$

donde:

$P_i = \text{Re}(S_i)$

$Q_i = \text{Im}(S_i)$

$G_{ij} = \text{Re}(Y_{ij})$

$B_{ij} = \text{Im}(Y_{ij})$

Y dadas la potencia compleja y la admitancia compleja vienen:

$$\begin{aligned} S_i &= P_i + jQ_i \\ Y_{ij} &= G_{ij} + jB_{ij} \end{aligned}$$

Dividiendo el sistema de ecuaciones (2.3), clasificando por cada eje cartesiano, aparecen lo que se suele dar en la literatura como dos ecuaciones reales una vez expresadas las tensiones en coordenadas polares:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.4)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.5)$$

donde:

$V_i = |U_i|$

$\theta_i = \text{ang}(U_i)$

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$

Por lo tanto, por cada nudo se tienen dos ecuaciones, (2.4) y (2.5), y cuatro incógnitas,  $V_i$ ,  $\theta_i$ ,  $P_i$  y  $Q_i$ . Para que el sistema sea determinado se deben aportar dos restricciones adicionales por nudo. Dichas restricciones atienden precisamente a una clasificación de los nudos del sistema:

- **Slack:** Nudo de referencia, del que se conoce la tensión y cuyo ángulo se toma como origen de fases. Por tanto, la tensión compleja de este nudo no es una incógnita del sistema de ecuaciones.
- **PQ:** Nudos de los que se conoce la potencia inyectada, real e imaginaria. Las incógnitas serán el módulo y el ángulo de la tensión.
- **PV:** Nudos de los que se conoce la potencia activa inyectada y el módulo de la tensión. En estos nudos las incógnitas son la potencia imaginaria y el ángulo de la tensión. Por lo tanto, estos nudos formarán parte del sistema de ecuaciones reales.

Con todo lo anterior, el sistema de ecuaciones (2.3) queda reducido a  $2n - n_G - 1$  ecuaciones, donde  $n_G$  es el número de nudos PV, y donde el término "-1" corresponde a la reducción del nudo Slack, pues su módulo y ángulo de tensión son conocidos. De este modo, resultan las ecuaciones (2.6) y (2.7).

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n-1 \quad (2.6)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n - n_G \quad (2.7)$$

donde:

$$U_i = V_i \angle \theta_i$$

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

Así pues, las incógnitas serán los módulos de las tensiones y los ángulos de las mismas.

$$\begin{aligned} V_i & \quad i = 1, 2, 3, \dots, n - n_G \\ \theta_i & \quad i = 1, 2, 3, \dots, n - 1 \end{aligned}$$

Con la obtención de las tensiones complejas en todos los nudos de la red, se concluye la primera fase del algoritmo del flujo de cargas. A partir de dichos resultados, se podrán calcular el resto de magnitudes que sean necesarias, tales como los flujos por las líneas y los transformadores, la potencia generada por el Slack, la potencia reactiva generada en los nudos PV, etc.

## 2.2 Método de Resolución del Flujo de Cargas Determinista

El flujo de carga determinista es un análisis que se realiza en sistemas eléctricos para calcular las tensiones y corrientes en todas las barras o nudos de un sistema eléctrico. Sin embargo, por lo que se mencionó al principio de este capítulo, para su determinación es necesario asumir unos datos de entradas con unos valores fijos.

Para su obtención, existen diferentes métodos para la resolución del flujo de cargas, entre ellos y por ser los más importantes, se encuentran el Método de Newton-Raphson y el Método Desacoplado Rápido, los cuales se pueden encontrar desarrollados en el Anexo A al final de este documento.

Para la resolución del flujo de cargas usado para las simulaciones en los capítulos posteriores, se usará la herramienta OpenDSS, un simulador de sistema de distribución de energía eléctrica (DSS) diseñado para respaldar la integración y modernización de la red de recursos energéticos distribuidos (DER). Dicha herramienta, hace uso del Método de la Matriz de Admitancias Nodales para resolver los flujos de cargas.

### Método de la Matriz de Admitancias Nodales

El Método de la Matriz de Admitancias Nodales se basa en la formulación de un conjunto de ecuaciones nodales que describen las corrientes y tensiones en un sistema eléctrico. La obtención de la matriz de admitancias nodales es una parte fundamental de este método. De este modo, una vez conocida la red, y por lo tanto, la matriz de admitancias asociada a ella, solo bastará con conocer las inyecciones de las corrientes por los nudos y proponer un perfil plano de tensiones para realizar un suceso de iteraciones.

Para cada iteración, se definirán una serie de variables, entre ellas, la tensión en cada nudo (barra) del sistema, la corriente en cada rama o línea del sistema y la potencia generada y consumida en cada nudo  $n$ :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = U_i I_i^* \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.8)$$

$$I_i = \left( \frac{S_i}{U_i} \right)^* \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.9)$$

La matriz de admitancias  $Y_{bus}$  se forma a partir de la topología del sistema eléctrico y las admitancias de las distintas ramas y nudos. Dicha matriz de admitancias se puede obtener a través de la expresión (2.10).

$$Y_{bus} = A^T Y_{ramas} A \quad (2.10)$$

donde:

$Y_{ramas}$  = Matriz de admitancias de las distintas ramas y nudos.

$A$  = Matriz de incidencias ramas/nudos.

$A^T$  = Matriz de incidencias traspuesta.

Por lo tanto, conociendo que las ecuaciones de nudos es  $Y_{bus} \cdot U = I$ , combinando las ecuaciones (2.9) y (2.10), la matriz de admitancias nodales quedará de la siguiente forma:

$$\begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{12}^T & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{1n}^T & Y_{2n}^T & \dots & Y_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{pmatrix} \quad (2.11)$$

Finalmente, sabiendo que la tensión del nudo slack ( $U_1$ ) es conocida al asumir ser de referencia, si se eliminan del sistema matricial (2.11) la fila y columna correspondiente al nudo de referencia (Slack Bus), se obtiene la matriz reducida de admitancias nodales  $Y_r$ , la cual permite subdividir la expresión (2.11) en dos sistemas:

$$\left( \begin{array}{c|c} Y_{11} & Y_{12} \\ \hline Y_{12}^T & \mathbf{Y}_r \end{array} \right) \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{pmatrix} \quad (2.12)$$

Combinando los sistemas matriciales de la expresión (2.12), se pueden determinar el resto de las tensiones nodales en función de la tensión del nudo slack:

$$U_i = Y_r^{-1} (I_i - Y_{12}^T U_1) \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (2.13)$$

El algoritmo iterativo a seguir para resolver el problema del flujo de cargas se describe a continuación:

1. Calcular los valores en p.u.
2. Determinar la matriz de admitancia de nudos. Para ello se tendrá en cuenta la topología del sistema eléctrico y las admitancias de las distintas ramas y nudos, formulando la  $Y_{bus}$  de la expresión (2.10).
3. Se establecerán todas las tensiones a la unidad, estableciendo un perfil plano y unitario ( $U_i = 1 \angle 0$ ).
4. Se establecerá una variable  $k$  correspondiente al número de iteración a cero ( $k = 0$ ).
5. Se estimarán las inyecciones de las ramas  $I_i^k \forall i$  usando la ecuación (2.9).
6. Calcular las nuevas tensiones nodales  $U_i^{k+1}$  resolviendo el sistema de la expresión (2.13).
7. Repetir los pasos 5 y 6 hasta que el valor absoluto de la diferencia entre tensiones nodales de una iteración y la anterior sea menor de una tolerancia.

$$|U_i^{k+1} - U_i^k| < tol \quad (2.14)$$

Si bien la convergencia de este método es menor que el Método de Newton-Raphson, resulta de muy fácil implementación, presentando una gran robustez incluso para escenarios extremos. Su principal ventaja radica en su adaptabilidad para redes de distribución desequilibradas, un aspecto fundamental en este trabajo. Por otro lado, el Método Desacoplado Rápido se ha descartado debido a su inviabilidad en redes desequilibradas.

## 3 Proceso del Flujo de Cargas Probabilístico

---

El flujo de cargas probabilístico (PFL) puede resolverse atendiendo a dos grupos de técnicas: las técnicas numéricas y las técnicas analíticas. Existe también un tercer grupo que combina las dos anteriores, aunque este último quedará fuera del objetivo de estudio.

El propósito del análisis PFL es estudiar las incertidumbres de las entradas en los cálculos de flujo de potencia. En este enfoque, los datos de entrada se representan mediante funciones de densidad de probabilidad (FDP) en lugar de valores concretos. Como resultado, los datos de salida también se expresan en forma de funciones de densidad de probabilidad. Por lo tanto, las entradas son funciones FDP y las salidas también están representadas por funciones FDP.

En general, el proceso se puede dividir en tres etapas principales: modelado de la incertidumbre de entrada, cálculo de FDP y análisis de la salida de FDP. El objetivo principal del modelado de la incertidumbre de entrada es representar de manera efectiva la aleatoriedad de toda la carga y generación de la red en términos de FDP. En este estudio, la carga se separa en demanda y consumo VE. La generación de energía considerada en este estudio es solo de PV. Estos archivos FDP iniciales se utilizan luego como entrada para los cálculos de PFL.

La resolución del problema del flujo de carga se puede abordar mediante un método numérico que implica la extracción repetida de muestras de las distribuciones de entrada. Para cada conjunto de muestras, se ejecuta una solución de flujo de carga determinista. La técnica numérica más usada en este campo es, sin duda, la Simulación de Monte Carlo (SMC). Sin embargo, también se puede realizar analíticamente, generalmente en bases acumulantes [5], o en base a una aproximación utilizando el Método de Estimación Puntual (MDP).

### 3.1 Modelado de Distribución Probabilística

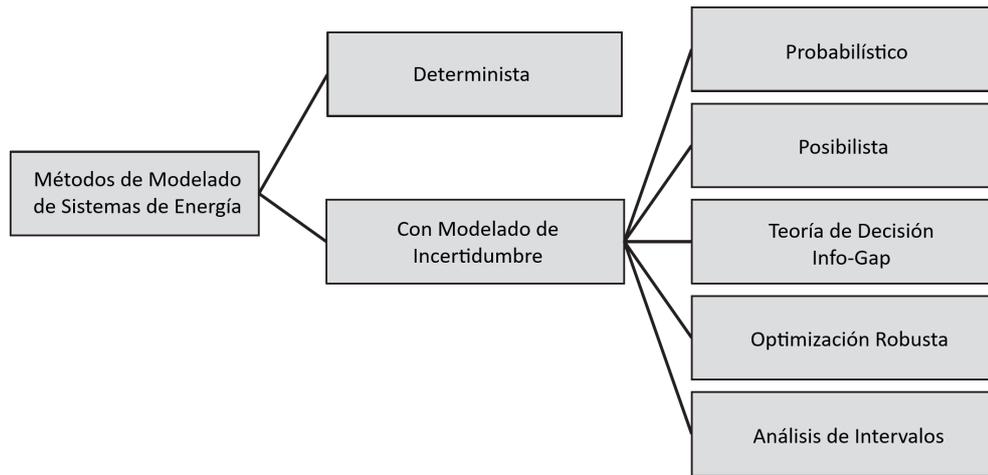
Hay varios enfoques para incluir los efectos de la incertidumbre de los parámetros de entrada en el rendimiento del sistema de potencia, tal y como se muestran en la Figura 3.1. Una revisión completa de todos estos métodos, incluyendo las fórmulas exactas involucradas, se da en [6]. En este caso, la principal diferencia entre estos enfoques está en la forma en que se representa la incertidumbre. El método probabilístico que se utiliza para PFL en este trabajo, representa la incertidumbre en términos de FDP.

En esta sección, se proporciona una descripción general de las diversas FDP utilizadas en estudios anteriores para describir las incertidumbres asociadas con las variables de entrada. Las incertidumbres consideradas son las relacionadas con las tres variables de entrada correspondientes a demanda, generación fotovoltaica y carga de vehículos eléctricos.

#### 3.1.1 Distribuciones de Probabilidad de Carga

En general, el consumo de electricidad en una red de distribución es muy complejo de cuantificar y altamente estocástico, tanto de forma espacial entre fuentes de carga, como de forma temporal, en escalas de tiempo que van desde los segundos hasta largos periodos de tiempo [7]. Estas incertidumbres surgen de los comportamientos de los clientes, las variaciones en los equipos eléctricos y las condiciones climáticas [8].

Para representar estas incertidumbres de carga, se han utilizado varios FDP diferentes encontrados en estudios previos [9]. El modelado de distribución de cargas se puede clasificar con respecto al tipo de carga y la agregación. La mayoría de los estudios consideran toda la carga del sistema agregado, mientras que otros modelan un tipo más específico de carga del sistema de energía, como un grupo de cargas residenciales. La



**Figura 3.1** Clasificación de enfoques de modelado de sistemas de energía.

importancia del modelado de distribución de carga residencial está aumentando debido a los desarrollos dentro de este grupo de clientes, incluidas las tarifas dependientes del tiempo y la generación de energía distribuida [10].

**Tabla 3.1** Distribuciones de probabilidad utilizadas en el modelado de incertidumbre de carga.

Variable	Función de distribución
Carga agregada del sistema de energía	Normal FDP empírica Logonormal Polinómica Binomial Beta Conjunta normal Gumbel Movimiento browniano
Carga agregada sólo residencial	Gamma Beta Exponencial Weibull Logonormal

En los estudios que consideran la carga agregada del sistema de potencia, las incertidumbres a menudo se modelan usando una distribución normal [11, 12]. Sin embargo, también se han utilizado varios métodos diferentes para modelar otras distribuciones FDP normales, tal y como se muestran en la Tabla 3.1. Por el contrario, para cargas residenciales, dichas distribuciones FDP normales rara vez se implementan, siendo uno de los principales beneficios de no utilizar una distribución normal, evitar el consumo eléctrico negativo [10].

En términos generales, la distribución de probabilidad más comúnmente empleada para modelar el consumo de cargas en un sistema eléctrico es la distribución normal, también conocida como distribución gaussiana<sup>1</sup>. Con el objetivo de simplificar el estudio y facilitar el análisis de los resultados obtenidos en el Flujo de Cargas Probabilístico (PFL), se elegirá un modelo de carga basado en esta distribución normal. Esta elección está también condicionada por el hecho de que los Métodos de Estimación de Puntos solo son aplicables con distribuciones gaussianas. Por lo tanto, la expresión (3.1) definirá el modelo probabilístico de carga de distribución normal.

<sup>1</sup> La distribución normal, o distribución gaussiana, es una de las distribuciones de probabilidad que se caracteriza por dos parámetros principales: la media ( $\mu$ ) y la desviación estándar ( $\sigma$ ). Dicha distribución se detalla en el Anexo B al final del documento.

$$f(P_D) = \frac{1}{\sigma_{P_D} \sqrt{2\pi}} e^{-(P_{D,F} - P_D)^2 / 2\sigma_{P_D}^2} \quad (3.1)$$

donde:

$f(P_D)$  = FDP de la carga consumida.

$P_{D,F}$  = Valor de carga previsto.

$P_D$  = Media de la carga.

$\sigma_{P_D}$  = Desviación estándar de la carga.

Sin embargo, es importante destacar que, en la práctica y como ya se ha mencionado anteriormente, la demanda de carga en sistemas eléctricos puede no seguir estrictamente una distribución normal. En muchos casos, la demanda puede mostrar asimetría o tener colas pesadas, lo que indica cierta no linealidad en la distribución.

### 3.1.2 Distribuciones de Probabilidad de Generación PV

Un sistema fotovoltaico consta de una serie de módulos fotovoltaicos que convierten la energía del sol en corriente continua, y que depende directamente de la irradiancia. Sin embargo, la radiación solar en la superficie terrestre es muy variable debido a varios factores: la órbita terrestre, la ubicación geográfica, así como la absorción y dispersión de la radiación solar en la atmósfera, en particular de las nubes. Por lo tanto, el modelado de la incertidumbre fotovoltaica puede abordarse directamente como una FDP de la producción de energía fotovoltaica o indirectamente como una FDP relacionada con la radiación solar, que posteriormente se introduce en un modelo de sistema fotovoltaico.

La Tabla 3.2 resume las FDP utilizadas tanto para el enfoque directo como para el indirecto. En este caso, aun existiendo estudios que modelan ambos tipos de incertidumbre [9], se elegirá para este estudio el enfoque directo. Dicho enfoque modela la incertidumbre de la producción de energía fotovoltaica directamente como una FDP, por lo que una de las ventajas de este enfoque es que se evita una simulación de la producción fotovoltaica a partir de la distribución de la radiación solar.

La incertidumbre, utilizando este enfoque, se representa principalmente mediante FDP beta [13, 14], Weibull [15] y normal [16]. Al igual que con la elección de la distribución de probabilidad de carga, bajo la condición mencionada en la Subsección 3.1.1 para los Métodos de Estimación de Puntos, se elegirá un modelado de generación PV con distribución normal en donde también se tendrá en cuenta la variable del tiempo. Por lo tanto, la incertidumbre de potencia fotovoltaica generada, de operación  $P_{G,t}$  para el intervalo de tiempo  $t$ , se modela mediante la siguiente distribución normal:

$$f(P_{G,t}) = \frac{1}{\sigma_{P_{G,t}} \sqrt{2\pi}} e^{-(P_{G,t,F} - P_{G,t})^2 / 2\sigma_{P_{G,t}}^2} \quad (3.2)$$

donde:

$f(P_{G,t})$  = FDP de generación PV en la hora  $t$ .

$P_{G,t,F}$  = Valor de potencia de generación previsto en el intervalo  $t$ .

$P_{G,t}$  = Media de potencia de generación PV para el intervalo  $t$ .

$\sigma_{P_{G,t}}$  = Desviación estándar de generación PV para el intervalo  $t$ .

Es importante señalar que el modelado de distribución de la generación fotovoltaica, tanto para el enfoque directo como para el indirecto, suele ser útil sólo durante el día. Por otro lado, y a pesar de haber sido descartado en este estudio, es importante considerar que el enfoque indirecto, basado en el índice de cielo despejado, podría ofrecer un modelado de distribución más preciso al tener en cuenta otras condiciones que reflejarían con mayor exactitud las condiciones ambientales.

### 3.1.3 Distribuciones de Probabilidad de Consumo VE

Las incertidumbres de la demanda de carga de VE surgen del comportamiento humano, los parámetros operativos del VE y la infraestructura de carga. Para adaptar adecuadamente estas incertidumbres del VE, el modelado de distribución de consumo VE requiere utilizar múltiples distribuciones marginales, tal como se muestra en la Tabla 3.3. Estas distribuciones, sin embargo, sólo consideran los vehículos eléctricos únicamente como cargas, siendo excluidos del conjunto la aplicación del esquema "del vehículo a la red" (V2G).

**Tabla 3.2** Distribuciones de probabilidad utilizadas en el modelado de incertidumbre de generación solar PV.

Indirecto	Función de distribución
Irradiación solar	Normal Beta FDP empírica Uniforme
Índice de cielo despejado	Gamma Boltzmann Bi-exponencial Doble normal Doble beta Doble Boltzmann Doble logonormal Logística combinada con Weibull Triple normal Distribución N-normal Normal-logonormal Normal-polinomial Logonormal-polinomial Uniforme por tramos
Índice de cielo soleado	Normal
Índice de cielo nublado	Doble normal
Fracción difusa	GEV
Directo	Función de distribución
Energía PV	Exponencial Weibull Normal FDP empírica
Variable complementaria	Función de distribución
Pronóstico de temperatura	Normal

Para modelar las incertidumbres de la carga de vehículos eléctricos en estaciones de carga y ubicaciones residenciales, generalmente se comienza primero con el modelo de un primer vehículo eléctrico para, posteriormente, modelar varios vehículos individuales. La variable principal para modelar un sólo VE es el kilometraje o la distancia recorrida por el VE. Otras variables que se modelan probabilísticamente para vehículos eléctricos individuales son la capacidad de la batería y el tiempo de viaje. La FDP dependerá también del tipo de VE, ya sea un vehículo totalmente eléctrico o un híbrido enchufable (PHVE).

Con el propósito de simular el consumo de electricidad de múltiples vehículos eléctricos, para el caso de estaciones de carga VE, algunas variables a tener en cuenta son la duración del servicio, los tiempos entre llegadas y los patrones de llegada de los clientes. Algunos estudios realizaron ajustes de distribución a la demanda general de estaciones de carga de vehículos eléctricos [17, 18]. Dentro de dichos ajustes se encuentran la función de distribución Weibull y normal.

Respecto al caso del vehículo eléctrico residencial, existen algunos enfoques para modelar los patrones de llegada y carga de dicho modelo. Otros estudios pronostican distribuciones marginales de la hora de inicio, hora de finalización y la distancia del viaje. La cantidad de vehículos eléctricos también podría determinar la distribución de la demanda de carga. En [17, 18] se consideran todos estos parámetros para simular un caso de demanda de carga general para el vehículo eléctrico residencial, en donde el ajuste con una distribución normal parece ser la más adecuada.

Por lo tanto, al igual que para modelar la incertidumbre de la demanda como la aleatoriedad de potencia fotovoltaica generada, para ambos casos de VE tanto en estaciones de carga como en el caso residencial, se se optará por elegir un modelado de consumo VE con distribución normal.

**Tabla 3.3** Distribuciones de probabilidad utilizadas en el modelado de incertidumbre consumo por carga VE.

Vehículo único	Función de distribución
Kilometraje	Lognormal Normal GEV FDP empírica
Capacidad de batería	Normal
Tiempo de viaje	Logonormal
Estado de funcionamiento PHVE	Normal
Estación de carga VE	Función de distribución
Tiempo de servicio	Exponencial
Tiempo entre llegadas	Exponencial
Patrón de llegada de cliente	Poisson Normal Cadena de Markov
Demanda de carga general	Weibull Rayleigh Normal
Carga residencial	Función de distribución
Patrón de llegada/carga	Poisson Bernoulli Normal Cadena de Markov
Hora de salida	Weibull FDP empírica
Hora de llegada	GEV FDP empírica
Tiempo de servicio	Exponencial
Número de clientes por casa	Discreta
Demanda de carga general	Normal

La expresión (3.3) definirá dicho modelado de distribución normal para ambos casos VE. A diferencia del modelado anterior de generación PV, en este caso no se tendrá en cuenta la variable del tiempo, pues se considerará un modelado en términos generales de consumo.

$$f(P_V) = \frac{1}{\sigma_{P_V} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(P_{V,F} - P_V)^2}{2\sigma_{P_V}^2}} \tag{3.3}$$

donde:

$f(P_V)$  = FDP de consumo VE.

$P_{V,F}$  = Valor de carga VE previsto.

$P_V$  = Media de consumo VE.

$\sigma_{P_V}$  = Desviación estándar de la carga VE.

### 3.2 Simulación de Mote Carlo

Una vez definidos los archivos FDP de entrada, los cuales se utilizarán más tarde como entrada para los cálculos de PFL, el problema del flujo de carga se puede resolver utilizando un método numérico extrayendo repetidamente muestras de las distribuciones de entrada y ejecutando una solución de flujo de carga determinista para cada conjunto de muestras.

SMC es un enfoque iterativo que utiliza la función de densidad de probabilidad (FDP) de variables aleatorias para determinar un resultado final. En este método, en primer lugar, se deben generar ciertos números de muestras correspondientes a la función de densidad de las variables aleatorias. Luego, se debe evaluar la función de aptitud (en este caso, el flujo de cargas determinista) para todas las muestras generadas. Posteriormente, el valor medio de las salidas se establece como resultado de la iteración. El proceso discutido debe derivarse hasta que se cumpla el criterio de terminación. En la literatura se proponen varios criterios de terminación [19]; el número máximo de iteraciones y los criterios basados en la variación de salida son los criterios más populares. La Figura 3.2 muestra el diagrama de flujo del SMC.

### 3.3 Método de Estimación de Puntos

El principal inconveniente de los estudios basados en SMC es el hecho de que se necesita un gran número de iteraciones para alcanzar la convergencia deseada. Sin embargo, los enfoques aproximados requieren un menor número de iteraciones para lograr dicha convergencia. Los métodos basados en estimaciones puntuales, son los métodos aproximados más populares y eficientes. Los métodos de estimación puntual de  $2m$  y  $2m + 1$  se proponen y utilizan ampliamente en la literatura [20].

Los enfoques basados en estimaciones puntuales ofrecen evaluar la función de aptitud utilizando algunos puntos especialmente determinados, alcanzando una convergencia deseada con poca carga computacional. Los principales pasos del Método de Estimación Puntual (MDP) se pueden clasificar en función del número de concentraciones de las variables de interés, distinguiendo así los métodos de estimación puntual de  $2m$  y  $2m + 1$ , los cuales se analizan a continuación.

En estos métodos, se deben estimar  $K$  puntos para cada variable aleatoria. Por lo tanto, si hay  $M$  variables de entrada, la función de aptitud debe evaluarse  $K \times M$  veces. Durante cada proceso de evaluación, el vector de entrada establecerá todas las variables aleatorias de entrada a su valor medio, a excepción de la variable  $l$ , correspondiente a un punto estimado. Dicho vector de entrada se formará de la siguiente manera:

$$(\mu_{p1}, \mu_{p2}, \dots, P_{pl}, \dots, \mu_{pM}) \quad (3.4)$$

donde:

$\mu_{pi}$  = Valor medio de la  $i$ -ésima variable de entrada.

Además,  $P_{pl}$  corresponde al punto estimado a introducir para evaluar la función de aptitud. Dicho valor se calcula de la siguiente manera:

$$P_{pl} = \mu_{pl} + \xi_{l,k} \sigma_{pl} \quad (3.5)$$

donde:

$\mu_{pl}$  = Media de la  $l$ -ésima variable aleatoria de entrada.

$\sigma_{pl}$  = Desviación estándar de la  $l$ -ésima variable aleatoria de entrada.

$\xi_{l,k}$  = Ubicación estándar de la  $l$ -ésima variable aleatoria de entrada y punto estimado  $k$ .

El cálculo de la ubicación estándar  $\xi_{l,k}$  dependerá del método de estimación elegido o del número de concentraciones de las variables de interés del proceso escogido. El método elegido para el desarrollo de esta sección será el Modelo de Hong's, el cual se desarrolla de forma más detallada en el Anexo C al final de este documento.

#### 3.3.1 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m

Para el caso del Método de Estimación Puntual (MDP) con concentración  $2m$  ( $m$  variables aleatorias, con  $k = 2$  concentraciones por cada variable aleatoria), las ubicaciones estándar podrían calcularse usando las expresiones (3.6) y (3.7).

$$\xi_{l,1} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2} \quad (3.6)$$

$$\xi_{l,2} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} - \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2} \quad (3.7)$$

donde:

$\lambda_{l,3}$  = Término de asimetría o Skewness de la l-ésima variable de entrada.

$m$  = Número de variables aleatorias de entrada.

Después de estimar los puntos de muestra, se debe evaluar la función de aptitud para todos los puntos estimados. Finalmente, los valores esperados se representarán como resultados finales. En este método, los valores esperados para la media y la varianza se calculan de la siguiente manera:

$$E[Z] = \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^2 \omega_{l,k} Z(l,k) \quad (3.8)$$

$$E\left(\{Z\}^2\right) = \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^2 \omega_{l,k} \cdot \{Z(l,k)\}^2 \quad (3.9)$$

donde:

$Z$  = Vector de variables aleatorias de salida.

$E[Z]$  = Valor esperado del vector  $Z$ .

$\omega_{l,k}$  = Coeficiente de ponderación de la l-ésima variable de entrada y punto estimado  $k$ .

Los coeficientes de ponderación para el Método de Estimación Puntual  $2m$ , podrían calcularse de la siguiente manera:

$$\omega_{l,1} = -\frac{1}{m} \frac{\xi_{l,2}}{\xi_{l,1} - \xi_{l,2}} \quad (3.10)$$

$$\omega_{l,2} = \frac{1}{m} \frac{\xi_{l,1}}{\xi_{l,1} - \xi_{l,2}} \quad (3.11)$$

La Figura 3.3 muestra el diagrama de flujo del MDP con concentración  $2m$ , donde el parámetro correspondiente al número de puntos estimados será igual a 2.

### 3.3.2 Método de Estimación de Puntos con Concentración $2m+1$

Para el caso del Método de Estimación Puntual (MDP) con concentración  $2m+1$  ( $m$  variables aleatorias, con  $k=3$  concentraciones por cada variable aleatoria), las ubicaciones estándar podrían calcularse usando las siguientes expresiones:

$$\xi_{l,1} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + \sqrt{\lambda_{l,4} - \frac{3}{4}\lambda_{l,3}^2} \quad (3.12)$$

$$\xi_{l,2} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} - \sqrt{\lambda_{l,4} - \frac{3}{4}\lambda_{l,3}^2} \quad (3.13)$$

$$\xi_{l,3} = 0 \quad (3.14)$$

donde:

$\lambda_{l,3}$  = Término de asimetría o Skewness de la l-ésima variable de entrada.

$\lambda_{l,4}$  = Término de apuntamiento o Kurtosis de la l-ésima variable de entrada.

Después de estimar los puntos de muestra, al igual que en el caso  $2m$ , se debe evaluar la función de aptitud para todos los puntos estimados. Finalmente, los valores esperados se representarán como resultados finales. Dichos valores esperados se pueden calcular de la siguiente forma:

$$E[Z] = \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^3 \omega_{l,k} Z(l,k) \quad (3.15)$$

$$E\left(\{Z\}^2\right) = \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^3 \omega_{l,k} \cdot \{Z(l,k)\}^2 \quad (3.16)$$

donde:

$Z$  = Vector de variables aleatorias de salida.

$E[Z]$  = Valor esperado de salida del vector  $Z$ .

$\omega_{l,k}$  = Coeficiente de ponderación de la  $l$ -ésima variable de entrada y punto estimado  $k$ .

Los coeficientes de ponderación para el Método de Estimación Puntual  $2m + 1$ , pueden calcularse de la siguiente forma:

$$\omega_{l,k} = \frac{(-1)^{3-k}}{\xi_{l,1} (\xi_{l,1} - \xi_{l,2})} \quad k = 1,2 \quad (3.17)$$

$$\omega_{l,3} = \frac{1}{m} - \frac{1}{\lambda_{l,4} - \lambda_{l,3}^2} \quad (3.18)$$

donde:

$m$  = Número de variables aleatorias de entrada.

La Figura 3.3 muestra también el diagrama de flujo del MDP con concentración  $2m + 1$ , pero siendo el parámetro correspondiente al número de puntos estimados igual a 3.

### 3.4 Implementación del Análisis Probabilístico del Flujo de Potencia

A continuación, se analiza el proceso de implementación del análisis PFL.

#### Simulación de Monte Carlo (SMC)

1. En primer lugar, se debe preparar el FDP de todas las variables aleatorias. En este caso, las cargas, la generación PV y el consumo de carga VE se suponen como variables aleatorias de entrada. Todas ellas se suponen como variables aleatorias distribuidas normalmente con un valor medio y una desviación estándar específica.
2. SMC es un algoritmo iterativo que necesita un número excesivo de iteraciones para acceder a una convergencia aceptable. En este paso, se debe establecer el número máximo de iteraciones (*Itermax*). Además, el método SMC utiliza muestras para evaluar la función de aptitud. El número máximo de muestras (*Nsample*) también se establece en este paso.
3. En este paso, se deben determinar las muestras. En este modelo, la ecuación del algoritmo de Box-Muller se utiliza para generar el muestreo para cada iteración [19]. Para determinar las muestras en una iteración específica, en primer lugar, se deben generar dos números aleatorios ( $u_1, u_2$ ) distribuidos uniformemente entre los valores 0 y 1. Posteriormente, las muestras se generan de la siguiente manera:

$$S_i = \mu_i + \sigma_i \sqrt{-2 \ln(u_1) \cdot \cos(2\pi u_2)} \quad (3.19)$$

donde:

$S_i$  = Muestra  $i$ -ésima de una variable aleatoria.

$\mu_i$  = Media de la variable aleatoria  $i$ -ésima.

$\sigma_i$  = Desviación estándar de la variable aleatoria  $i$ -ésima.

$u_1, u_2$  = Números aleatorios distribuidos uniformemente en el rango de (0, 1).

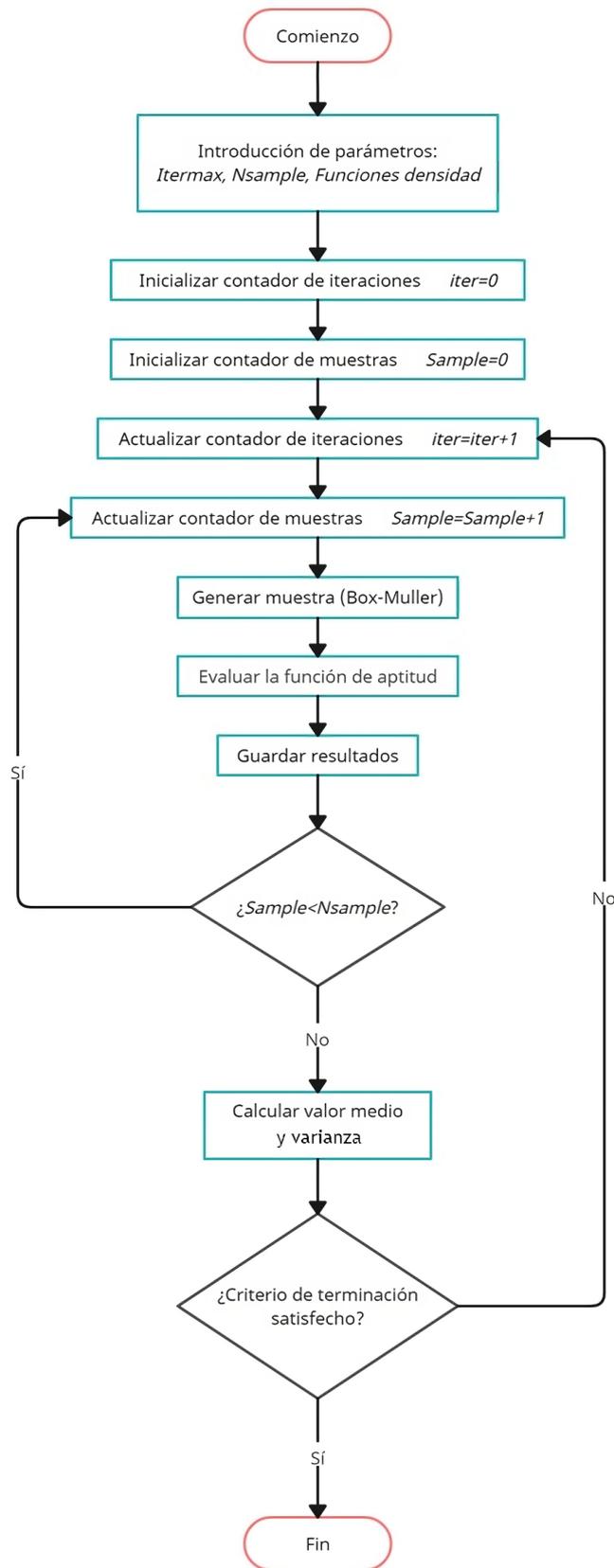


Figura 3.2 Diagrama de flujo de la Simulación de Monte Carlo.

4. En este paso, la función de aptitud debe evaluarse utilizando todas las muestras determinadas. En los cálculos de PFL, la función de aptitud es el flujo de cargas determinista.
5. Verificar el criterio de muestreo. El criterio de muestreo es el número máximo de muestras. El algoritmo pasará al paso 6 si se alcanza el número máximo de muestras; de lo contrario, continúa desde el paso 3.
6. En este paso se calculan los valores esperados de las salidas. En el caso del análisis PFL, los voltajes de los nudos y las cargas de las líneas de transmisión se consideran como salidas. Para una iteración específica, los valores esperados calculados se asignan como resultados de la iteración.
7. Verificar el criterio de parada. El criterio de terminación es el máximo número de iteraciones. El algoritmo finalizará si se alcanza el número máximo de iteraciones; de lo contrario, continúa desde el paso 3.

#### Método de Estimación de Puntos (MDP)

1. Se determinan los datos de entrada básicos, como el número de variables aleatorias ( $N_{var}$ ), el número de puntos estimados ( $N_{point}$ ) o concentración, y se deberán conocer cada una de las funciones de densidad de las variables aleatorias de entrada (carga, generación PV y consumo VE). Con dichas funciones, se podrán saber características probabilísticas de las variables aleatorias necesarias como la media, la desviación estándar, la asimetría y la curtosis.
2. Se declaran condiciones iniciales de los valores estimados del vector de salida  $Z$ . En este caso, se establecerán la media y desviación estándar de todos estos valores a cero.
3. Se deben determinar los momentos centrales estándar ( $\lambda_{l,i}$ ) y las ubicaciones estándar ( $\xi_{l,k}$ ). Los momentos centrales estándar  $\lambda_{l,1}$ ,  $\lambda_{l,2}$ ,  $\lambda_{l,3}$  y  $\lambda_{l,4}$  son la media, la desviación estándar, la asimetría y la curtosis de la  $l$ -ésima variable aleatoria, respectivamente. Además, las ubicaciones estándar podrían calcularse usando (3.6), (3.7) en el caso de concentración  $2m$ , ó (3.12), (3.13), (3.14) para el caso de concentración  $2m + 1$ .
4. En este paso se debe calcular el vector de entrada del análisis del flujo de potencia. El vector de entrada podría calcularse usando (3.4) y (3.5).
5. Se debe evaluar la función de aptitud. El análisis de flujo de cargas determinista será considerado como dicha función. La solución del problema de flujo de potencia será:

$$Z(l,k) = F(\mu_{p1}, \mu_{p2}, \dots, P_{pl}, \dots, \mu_{pM}) \quad (3.20)$$

6. En este paso, se actualizarán los valores estimados. A partir de los resultados de la expresión (3.20), el vector  $Z(l,k)$  se utilizará para estimar la media y la varianza de las variables aleatorias de salida:

$$E(Z_j) = E(Z_j) + \omega_{l,k} \cdot Z_j \quad (3.21)$$

$$E(\{Z_j\}^2) = E(\{Z_j\}^2) + \omega_{l,k} \cdot \{Z_j\}^2 \quad (3.22)$$

donde:

$E(Z_j)$  = Momento bruto correspondiente a la media de la variable estimada  $j$ .

$E(\{Z_j\}^2)$  = Momento bruto correspondiente a la varianza de la variable estimada  $j$ .

$j$  = Tamaño del vector  $Z$  correspondiente al número de variables de salida.

7. Finalmente, el algoritmo pasará al paso 8, si se alcanza el número máximo de variables; de lo contrario, continúa desde el paso 4.
8. El criterio de terminación es el número máximo de puntos. El algoritmo finalizará si se alcanza el número máximo de puntos; de lo contrario, continúa desde el paso 3.

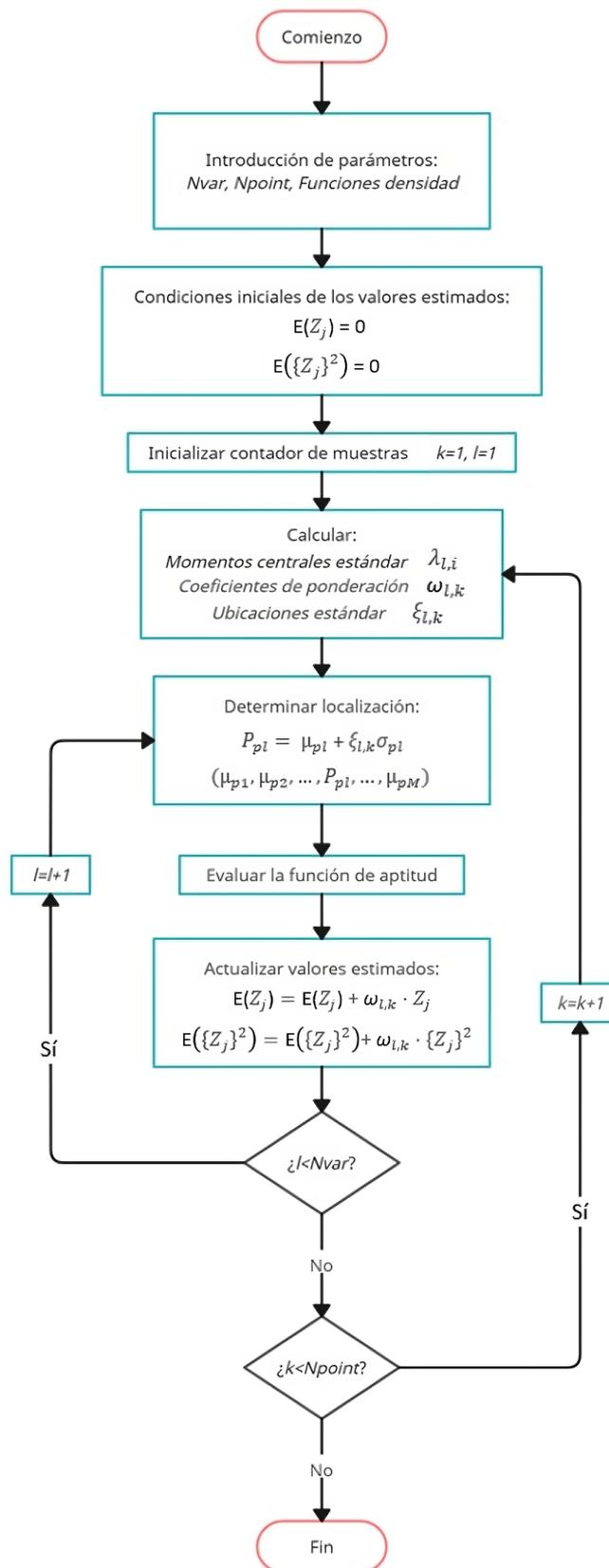


Figura 3.3 Diagrama de flujo del Método de Estimación de Puntos.



## 4 Red de Estudio y Datos de Entrada

---

*"Cigré es una comunidad global colaborativa comprometida con el programa de desarrollo de conocimiento líder en el mundo para la creación y el intercambio de experiencia en sistemas de energía. Con miembros en más de 80 países, es la organización líder mundial en sistemas de energía eléctrica, cubriendo sus aspectos técnicos, económicos, ambientales, operativos, organizacionales y regulatorios."*

Después de abordar el problema del flujo de cargas mediante la creación de un modelo probabilista, donde se han establecido técnicas numéricas y analíticas, así como el modelado de distribución probabilista para cada variable aleatoria de entrada, se procederá a definir el esquema de red. Dicho esquema será la Red Comercial de Baja Tensión del sistema de pruebas proporcionado por Cigré, y se utilizará para evaluar la eficacia de los algoritmos mencionados.

En este capítulo, se detallarán las características principales de la red de estudio usada para las simulaciones, y cuales serán cada una de las funciones de densidad de las variables de entrada tanto de carga, generación PV como de consumo VE.

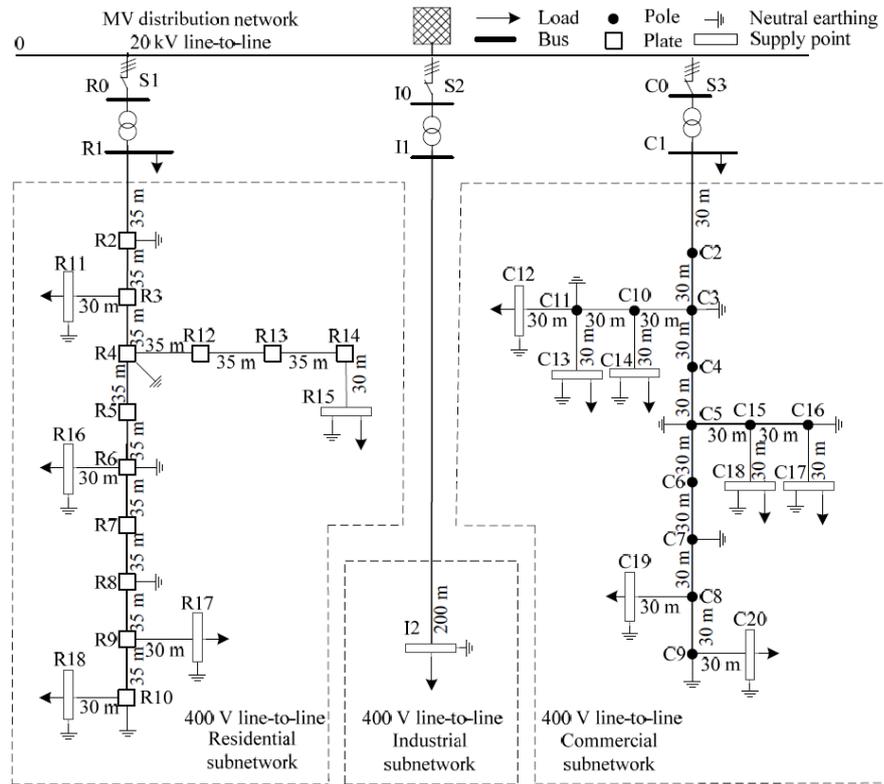
### 4.1 Red de Estudio

Para validar la eficiencia de los modelos de algoritmo propuestos será usada la Red Comercial de Baja Tensión del sistema de pruebas proporcionado por el Grupo de Trabajo C6.04.02 de Cigré [21]. Dicho grupo ha abordado el desafío de la transición hacia el uso generalizado de recursos energéticos renovables y distribuidos (DER), desarrollando una base común para las pruebas que tanto la industria, como las universidades y los institutos de investigación de todo el mundo pueden usar para el desarrollo de métodos y técnicas.

Dicha agrupación, ha desarrollado un conjunto integral de sistemas de referencia complementarios para facilitar el análisis de la integración de DER en niveles de alta, media y baja tensión y con el grado de detalle deseado. Para cada una de las redes de referencia, se desarrollaron versiones para estilo norteamericano de 60 Hz y estilo europeo de 50 Hz.

En este caso, la red de referencia utilizada en este estudio, será la versión para la configuración europea de baja tensión. La topología de la versión de referencia europea se muestra en la Figura 4.1. Enmarcadas por líneas discontinuas se encuentran las subredes de los sectores residencial, industrial y comercial, unidas a la red de distribución de media tensión (MT) mediante los conmutadores de configuración S1, S2 y S3 respectivamente. En las subredes residenciales e industriales se utilizan cables subterráneos, mientras que en la subred comercial las conexiones se realizan a través de líneas aéreas. En la subred comercial, las ubicaciones de los postes se indican como círculos. Todos los caminos mostrados se realizan a través de cuatro hilos (tres fases y el neutro).

En definitiva, la red de estudio usada para este análisis será en concreto la subred comercial de BT, cuya topología y esquema se muestra en la Figura 4.2. La distribución detallada de esta red se encuentran en la Tabla 4.1. La Tabla 4.2 proporciona las matrices primitivas para líneas aéreas de dicha red.



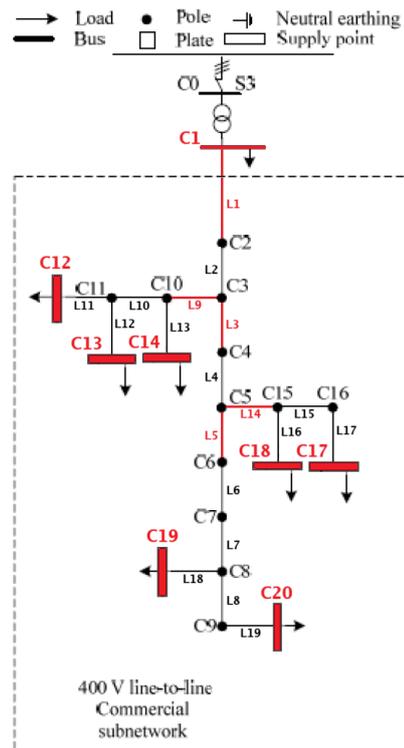
**Figura 4.1** Topología de referencia de la red de distribución europea de BT.

El transformador de cabecera será de 300 kVA con relación 20/0.4 kV y conexión Dyn1, con puesta a tierra del neutro mediante una impedancia de 3 Ω. En la Figura 4.3 se presenta un esquema detallado de las conexiones a tierra del transformador. Los datos del transformador de distribución MT/BT de la subred se dan en la Tabla 4.3. Los datos para la tensión de la red MT y la potencia de cortocircuito se dan en la Tabla 4.4. En este caso, no se han considerado otras puestas a tierra, salvo las del transformador.

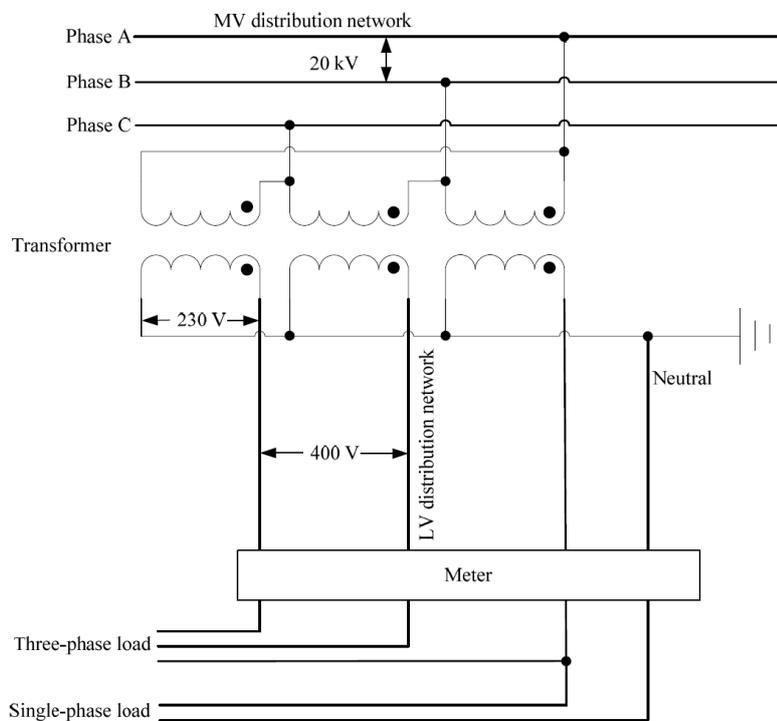
**Tabla 4.1** Distribución de la red comercial de referencia de BT europea.

Línea	Nudo origen	Nudo destino	Línea	Nudo origen	Nudo destino
Trafo	C0	C1	L10	C10	C11
L1	C1	C2	L11	C11	C12
L2	C2	C3	L12	C11	C13
L3	C3	C4	L13	C10	C14
L4	C4	C5	L14	C5	C15
L5	C5	C6	L15	C15	C16
L6	C6	C7	L16	C15	C18
L7	C7	C8	L17	C16	C17
L8	C8	C9	L18	C8	C19
L9	C3	C10	L19	C9	C20

La Tabla 4.5 da los valores de las cargas pico coincidentes para cada nudo de la sección trifásica de la subred comercial, considerando un factor de potencia apropiado. Cada carga representa un grupo de usuarios. Además, los valores de carga proporcionados para los nudos R1 y C1 son significativamente superiores en comparación con los valores asignados a los demás nudos debido a que estas cargas representan alimentadores adicionales que no se modelan en detalle, tal y como puede observarse en la Figura 4.1. Los perfiles de carga para la subred comercial se muestran indicados en la Figura 4.2 para los nudos marcados en rojo.



**Figura 4.2** Topología de referencia de la subred de estudio usada. En rojo se encuentran marcados los nudos y ramas de interés para el estudio.



**Figura 4.3** Conexiones de puesta a tierra para la red europea de distribución de BT de referencia.

**Tabla 4.2** Matrices de impedancia primitivas de líneas aéreas de referencia en la red europea de distribución de BT.

ID del conductor/ Instalación	Matriz de impedancia primitiva				
	A	B	C	N	
OH1 / 3-ph	A	0.540 + j0.777	0.049 + j0.505	0.049 + j0.462	0.049 + j0.436
	B	0.049 + j0.505	0.540 + j0.777	0.049 + j0.505	0.049 + j0.462
	C	0.049 + j0.462	0.049 + j0.505	0.540 + j0.777	0.049 + j0.505
	N	0.049 + j0.436	0.049 + j0.462	0.049 + j0.505	0.540 + j0.777
OH2 / 3-ph	A	1.369 + j0.812	0.049 + j0.505	0.049 + j0.462	0.049 + j0.436
	B	0.049 + j0.505	1.369 + j0.812	0.049 + j0.505	0.049 + j0.462
	C	0.049 + j0.462	0.049 + j0.505	1.369 + j0.812	0.049 + j0.505
	N	0.049 + j0.436	0.049 + j0.462	0.049 + j0.505	1.369 + j0.812
OH3 / 3-ph	A	2.065 + j0.825	0.049 + j0.505	0.049 + j0.462	0.049 + j0.436
	B	0.049 + j0.505	2.065 + j0.825	0.049 + j0.505	0.049 + j0.462
	C	0.049 + j0.462	0.049 + j0.505	2.065 + j0.825	0.049 + j0.505
	N	0.049 + j0.436	0.049 + j0.462	0.049 + j0.505	2.065 + j0.825

**Tabla 4.3** Parámetros de transformadores de referencia de la red de distribución europea de BT.

Desde	Hasta	Conexión	$V_1$ [kV]	$V_2$ [kV]	$Z_{tr}$ [ $\Omega$ ]	$S_{rated}$ [kVA]
C0	C1	3-ph Dyn1	20	0.4	0.0053+j0.0213	300

$Z_{tr}$  se refiere al lado  $V_2$

**Tabla 4.4** Parámetros de red equivalentes de MT de referencia de la red de distribución de BT europea.

Tensión nominal del sistema [kV]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio R/X
20 LL	100	1

Tensión nominal del sistema Línea a Línea (LL)

**Tabla 4.5** Parámetros de carga de referencia de la red de distribución europea de BT.

Nudo	Potencia aparente [kVA]	Factor de potencia
C1	120	0.90
C12	20	0.90
C13	20	0.90
C14	25	0.90
C17	25	0.90
C18	8	0.90
C19	16	0.90
C20	8	0.90

## 4.2 Modelado de las Cargas

Después de analizar la red de estudio, se utilizará como entrada una variable aleatoria que represente el modelo de carga, el cual seguirá una distribución probabilística normal. Esta distribución será definida mediante parámetros como la media y la desviación estándar. Atendiendo a las distribuciones de probabilidad de carga de la Subsección 3.1.1, se decantará por utilizar datos deterministas para el valor medio y un 7% fijo del valor medio para la desviación estándar [22].

A la vista de la Tabla 4.3 donde la potencia aparente máxima soportada por el transformador de cabecera es de 300 kVA, con el fin de no sobrecargar el sistema a la hora de inyectar generación PV y consumo VE, se rebajarán los parámetros de carga de referencia de la red de estudio vistos en la Tabla 4.5. Adicionalmente, dado que es necesario incorporar la variable tiempo para modelar la generación fotovoltaica como una distribución normal, esta variable también se integrará en la modelización de las cargas. Se establecerá un perfil de cargas que sea dependiente de la hora del día. Este perfil de cargas representará un porcentaje del nivel de carga en función de la hora del día. Por lo tanto, la nueva expresión que definirá el modelado de carga de distribución normal corresponderá a una variante de la ecuación (3.1):

$$f(P_{D,t}) = \frac{1}{\sigma_{P_{D,t}} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(P_{D,t,F} - P_{D,t})^2}{2\sigma_{P_{D,t}}^2}} \quad (4.1)$$

donde:

$f(P_{D,t})$  = FDP de la carga consumida en la hora  $t$ .

$P_{D,t,F}$  = Valor de carga previsto en el intervalo  $t$ .

$P_{D,t}$  = Media de la carga para el intervalo  $t$ .

$\sigma_{P_{D,t}}$  = Desviación estándar de la carga para el intervalo  $t$ .

Tanto el perfil horario de cargas como los parámetros de las funciones de densidad que modelan las cargas del sistema se encuentran en la Tabla 4.6 y Tabla 4.7, respectivamente. La gráfica de la Figura 4.4 muestra un ejemplo que representa la función de densidad de la carga C1 para un intervalo horario entre las 11:00 y 12:00 horas, correspondiente a una de las entradas (variable aleatoria) del algoritmo descrito en el Capítulo 3.

**Tabla 4.6** Perfil horario de cargas.

Hora	Demanda (p.u.)	Hora	Demanda (p.u.)
1:00	0.23	13:00	0.92
2:00	0.20	14:00	0.90
3:00	0.21	15:00	0.85
4:00	0.23	16:00	0.85
5:00	0.24	17:00	0.90
6:00	0.25	18:00	1.00
7:00	0.35	19:00	0.80
8:00	0.50	20:00	0.70
9:00	0.71	21:00	0.62
10:00	0.80	22:00	0.50
11:00	0.85	23:00	0.30
12:00	0.90	24:00	0.20

**Tabla 4.7** Parámetros probabilísticos de carga de la red de estudio.

Nudo	$\mu$ [kVA]	$\sigma$ [kVA]	Factor de potencia	Nudo	$\mu$ [kVA]	$\sigma$ [kVA]	Factor de potencia
C1	95	6.65	0.90	C17	20	1.40	0.90
C12	16	1.12	0.90	C18	6	0.42	0.90
C13	16	1.12	0.90	C19	12	0.84	0.90
C14	20	1.40	0.90	C20	6	0.42	0.90

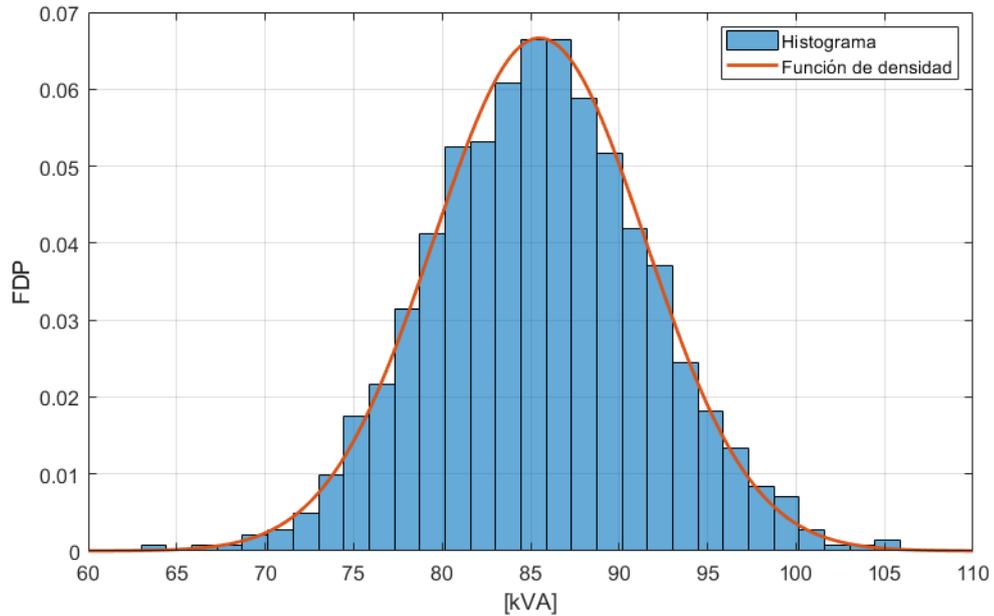


Figura 4.4 Histograma y función de densidad de la carga C1 para las 12:00 horas.

### 4.3 Modelado de la Generación PV

Respecto a la generación PV, al igual que el modelado de las cargas, se tomará como entrada de variable aleatoria un modelo con distribución probabilística normal. A diferencia del caso anterior, los parámetros como la media y la desviación estándar no serán preestablecidos, sino obtenidos a partir de un conjunto de muestras de un caso de generación PV real.

Las muestras de generación tomadas para el modelado de la generación PV corresponden a una serie de perfiles medidos en el laboratorio de la ETSI (Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla). Dichas muestras están formadas por 600 puntos que representan 24 horas del día. Los valores de potencia están en p.u. para poder escalarlos al nivel de potencia deseado. Estos perfiles están sobre la misma época del año, pero con unas condiciones meteorológicas que contienen alguna variación, lo que hace que cada perfil sea diferente. La Figura 4.5 muestra uno de los 15 perfiles suministrados. Todos estos perfiles y su interpretación estadística se encuentran en el Anexo D.

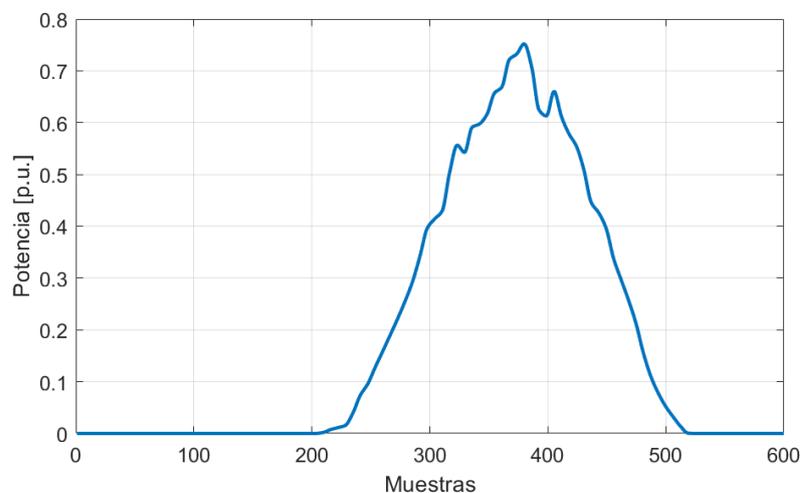


Figura 4.5 Perfil de generación PV real para 24 horas del día.

La función de densidad del modelado de generación PV dependerá del intervalo horario que se elija, por lo que los parámetros de la distribución normal correspondiente se obtendrán mediante el ajuste<sup>1</sup> de las muestras pertenecientes a dicho intervalo horario de los 15 perfiles disponibles. Por otro lado, para el escalado de la potencia de generación PV mostrado en la Tabla 4.8, se establecerán los mismos niveles de potencia que las cargas de la Tabla 4.7, tomando como hipótesis una producción PV dimensionada para autoconsumo. Por lo tanto, los parámetros de las funciones de densidad que modelan la generación PV para las diferentes horas del día se encuentran en la Tabla 4.9.

**Tabla 4.8** Potencia PV instalada de generación de la red de estudio.

Nudo	Potencia [kW]	Factor de potencia	Nudo	Potencia [kW]	Factor de potencia
C1	95	0.90	C17	20	0.90
C12	16	0.90	C18	6	0.90
C13	16	0.90	C19	12	0.90
C14	20	0.90	C20	6	0.90

**Tabla 4.9** Parámetros probabilísticos de generación PV de la red de estudio.

Hora	$\mu$ (p.u.)	$\sigma$ (p.u.)	Hora	$\mu$ (p.u.)	$\sigma$ (p.u.)
1:00	0	0	13:00	0.6018	0.0847
2:00	0	0	14:00	0.6916	0.0753
3:00	0	0	15:00	0.7905	0.0861
4:00	0	0	16:00	0.7993	0.0884
5:00	0	0	17:00	0.7366	0.0847
6:00	0	0	18:00	0.6164	0.1081
7:00	0	0	19:00	0.3886	0.1014
8:00	0	0	20:00	0.1551	0.0852
9:00	0.0075	0.0093	21:00	0.0161	0.0200
10:00	0.0864	0.0434	22:00	0	0
11:00	0.2386	0.0507	23:00	0	0
12:00	0.4068	0.0653	24:00	0	0

La gráfica de la Figura 4.6 muestra un ejemplo que representa la función de densidad de la generación PV en C1 para un intervalo horario entre las 11:00 y 12:00 horas. Dicha función corresponde a otra entrada (variable aleatoria) del algoritmo descrito en el Capítulo 3.

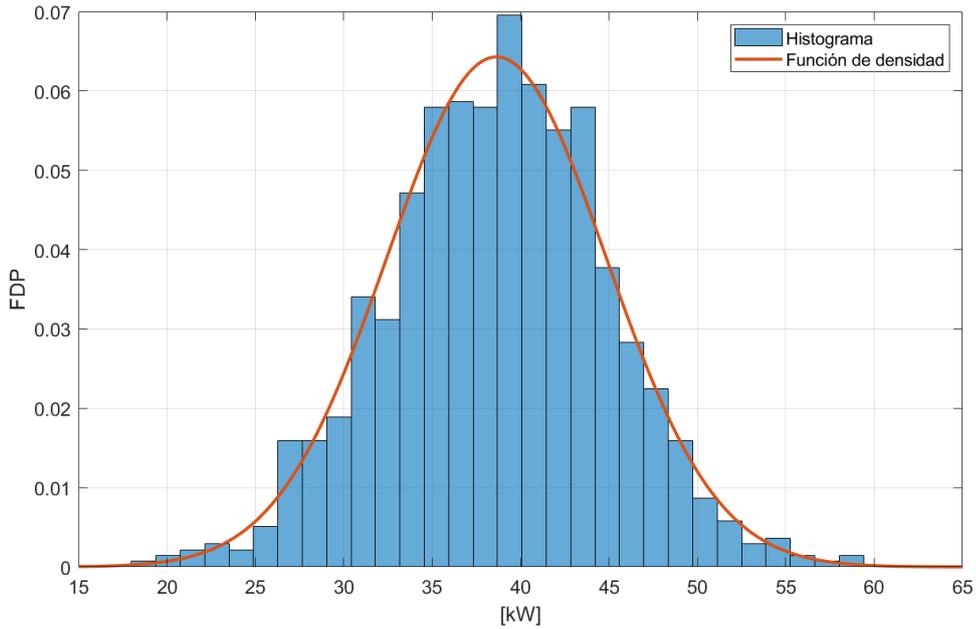
## 4.4 Modelado del Consumo VE

En la Subsección 3.1.3 se definieron los ajustes más comunes para la distribución de la demanda de carga de VE tanto en estaciones de carga como del vehículo residencial. Es por ello que se usarán los resultados de los casos de demanda de carga VE expuestos en [17, 18]. En este caso, por mayor simplicidad, no se tendrá en cuenta ningún perfil horario, por lo que la media del consumo VE será constante independientemente de la hora del día.

Atendiendo a los datos que pueden obtenerse por [18], para estaciones de carga, se considerará una desviación estándar del 20% respecto al valor medio de la potencia de carga de la estación. Dado que el tipo de cargador viene condicionado por el modo de carga<sup>2</sup>, para este caso se considerará una estación de carga rápida de modo 4, cuyo consumo puede rondar desde los 20 kW hasta los 350 kW de potencia. Con el fin de no sobrecargar la red de estudio, se considerará sólo una estación de carga de modo 4 en el nudo C1.

<sup>1</sup> El ajuste de un conjunto de muestras a una distribución probabilística normal se realizará en un sistema de cómputo numérico. En este caso se usará Matlab mediante la función *fitdist*. Dicha función proporciona la media y desviación estándar que mejor ajusta la muestra.

<sup>2</sup> Modo 1: Tan solo hay que llevar un cable del enchufe tipo Schuko (el normal) 230 VCA al vehículo. Modo 2: Es un modo de carga lenta y similar al anterior, limitada a 3.7 kW de potencia y 16 A de intensidad. Modo 3: Es el tipo de carga más habitual y recomendado, utiliza 32 amperios y 230 VCA y permite una potencia de hasta 22 kWh en carga trifásica. Modo 4: Es la denominada carga rápida, usada en electrolineras. Permite hasta 350 kW de potencia de carga.



**Figura 4.6** Histograma y función de densidad de la generación PV en C1 para las 12:00 horas.

Respecto a los casos residenciales, se atenderá a los datos dados por [17], donde se considerará una desviación estándar del 5% respecto al valor medio de la potencia del cargador usado. Conociendo que cada nudo de la red corresponde a un conjunto de consumidores, se supondrá que por cada conjunto existe un cargador para VE para un solo vehículo, por lo que el consumo VE de cada nudo podría establecerse entre valores de 2 y 5 kW de potencia.

Con todo lo anterior, la Tabla 4.10 muestra los parámetros de las funciones de densidad que modelan el consumo VE del sistema. La gráfica de la Figura 4.7 muestra la función de densidad de la estación de carga VE del nudo C1, mientras que la gráfica de la Figura 4.8 muestra un ejemplo de la función de densidad de un consumo VE residencial del nudo C12. Ambas figuras son para cualquier intervalo horario.

**Tabla 4.10** Parámetros probabilísticos de consumo VE de la red de estudio.

Nudo	$\mu$ [kVA]	$\sigma$ [kVA]	Factor de potencia	Nudo	$\mu$ [kVA]	$\sigma$ [kVA]	Factor de potencia
C1	25	5	0.95	C17	5	0.25	0.95
C12	4	0.20	0.95	C18	2	0.10	0.95
C13	4	0.20	0.95	C19	4	0.20	0.95
C14	5	0.25	0.95	C20	2	0.10	0.95

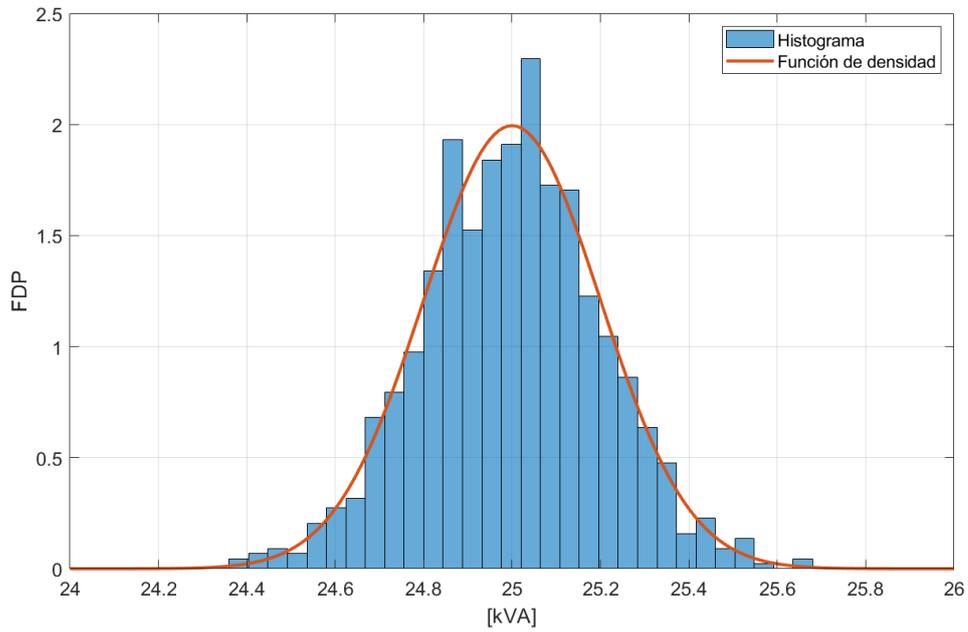


Figura 4.7 Histograma y función de densidad de consumo VE para la estación de carga en C1.

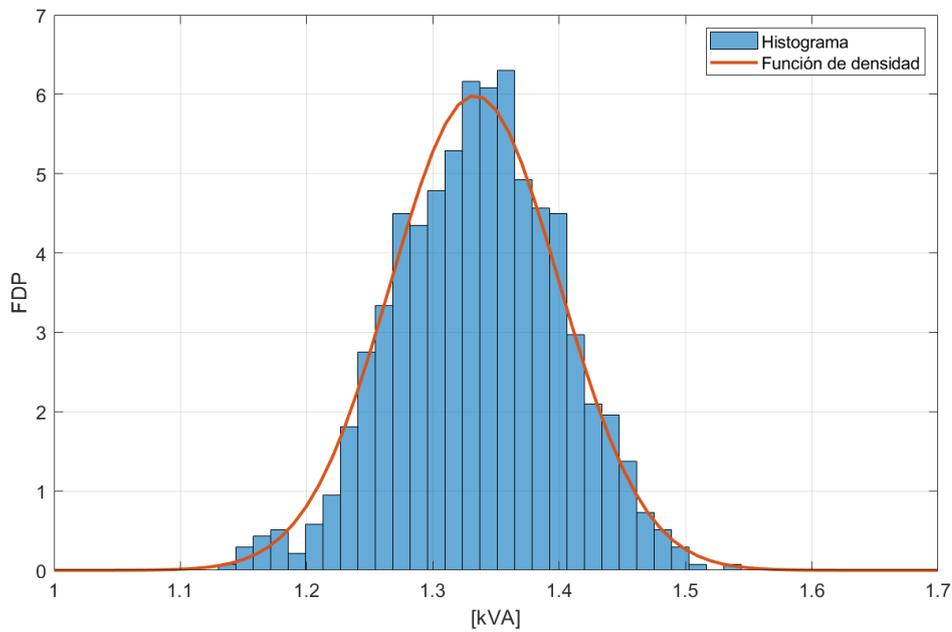


Figura 4.8 Histograma y función de densidad de consumo VE en C12 (caso residencial).



## 5 Simulaciones y Resultados

Para poner a prueba y comparar los distintos métodos y algoritmos presentados en el Capítulo 3, específicamente la Simulación de Monte Carlo mencionada en la Sección 3.2 y ambos Métodos de Estimación de Puntos de la Sección 3.3, se construirá la red de estudio detallada en la Sección 4.1 en OpenDSS. Este programa se encargará de llevar a cabo el flujo de cargas determinista, el cual será invocado mediante una interfaz en Matlab<sup>1</sup>.

Matlab será la plataforma principal para el análisis de las simulaciones y la evaluación de los resultados, ya que todos los métodos y algoritmos mencionados se implementarán allí. La versión de Matlab utilizada para todas las simulaciones será la compilación 2018a, ejecutada en un equipo con Windows 11 y un procesador Intel Core i7 de duodécima generación. Todos los programas utilizados en este estudio se encuentran disponibles en el Anexo E al final de este documento. Además, se proporciona un manual de usuario que detalla y explica de manera minuciosa la implementación del código utilizado en Matlab.

Con el objetivo de abordar de manera exhaustiva los resultados para todas las variables aleatorias de entrada propuestas (carga, generación PV y consumo VE), se llevarán a cabo el estudio de múltiples escenarios (consultar Tabla 5.1). Estos escenarios combinarán de forma progresiva cada una de estas variables, además de introducir otros parámetros como la hora del día, casos de desequilibrio y diferentes porcentajes de penetración de generación distribuida.

**Tabla 5.1** Escenarios desarrollados en la red comercial de estudio.

Escenarios con Sólo Carga	Estado de las variables de entrada
Caso 1	"Equilibrado"
Caso 2	Desequilibrado   Carga 40/30/30
Caso 3	Desequilibrado   Carga 50/20/30
Escenarios con Carga y Generación PV	Estado de las variables de entrada
Caso 4	"Equilibrado"   40% Penetración PV
Caso 5	"Equilibrado"   60% Penetración PV
Caso 6	Desequilibrado   Carga 50/20/30   80% Penetración PV
Escenarios con Carga, Generación PV y Consumo VE	Estado de las variables de entrada
Caso 7	"Equilibrado"   80% Penetración PV
Caso 8	Desequilibrado   Carga 40/30/30   80% Penetración PV   Consumo VE 50/20/30

<sup>1</sup> MATLAB es un sistema de cómputo numérico que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M).

## 5.1 Escenarios con Sólo Carga

En este caso, sólo existirá consumo, es decir, la única variable de entrada con incertidumbre serán las cargas descritas en la Sección 4.2. Sólo se tomará un intervalo horario, en este caso, las 12:00 horas donde la demanda se encuentra a 0.90 p.u., siendo una demanda significativa. No existirá generación distribuida, ni otros consumos como VE, por lo que la topología de la red será pasiva y donde su comportamiento debe ser el esperado para una configuración de explotación radial.

Para analizar dicho comportamiento, se obtendrán resultados de variables de salida como los módulo de tensión fase-tierra de los nudos más significativos (aquellos más alejados del origen), los módulos de intensidad de las ramas de cabecera, la intensidad de primario del transformador y las pérdidas totales de la red. Sabiendo que las variables de entrada son variables aleatorias que se introducen al problema como una función de densidad probabilística, las variables de salida también corresponderán a una función de probabilidad, que se definirán con parámetros probabilísticos como pueden ser la media y la desviación estándar.

### 5.1.1 Caso 1: "Equilibrado"

En este escenario, se ha establecido la misma magnitud de consumo para las tres fases en todas las cargas. Bajo esta premisa, la red se consideraría "perfectamente equilibrada", aunque se introduce cierto desequilibrio debido al acoplamiento asimétrico entre las líneas aéreas de la red. Además, hay cierta variabilidad al establecer el consumo en cada fase para cada escenario; por ejemplo, en la Simulación de Monte Carlo, el algoritmo de Box-Muller define un valor aleatorio de carga para cada fase siguiendo la distribución normal correspondiente. Sin embargo, para los Métodos de Estimación de Puntos, este último fenómeno de desequilibrio no tiene un impacto significativo, ya que, para una carga dada, todas las fases comparten una misma distribución probabilística con igual media y desviación estándar. A pesar de esto, en términos prácticos, los desequilibrios son mínimos, y se podría considerar que todo el sistema se comporta como una red bien equilibrada.

Sabiendo que la información de las variables de salida responden a una función estadística similar a la de entrada, se obtendrá que todos los datos analizados corresponden a una distribución normal definida con una media y una desviación estándar. En la Tabla 5.2 se muestra dicha información estadística tanto para SMC, como MDP para las concentraciones  $2m$  y  $2m + 1$ . En cualquier caso, SMC será el método de FDP que muestra el resultado real y más exacto, siempre y cuando existan un número considerable de muestras<sup>2</sup> (en este caso, se simularon 1000 iteraciones). Por otro lado, el resto de métodos se compararán con este último mediante el error relativo que existe entre el parámetro más característico de la función de salida, el valor medio. Dicho error ha sido calculado mediante la siguiente expresión:

$$Error = \frac{|\mu_{SMC} - \mu_{MDP}|}{\mu_{SMC}} \cdot 100 \quad (\%) \quad (5.1)$$

Como ya se ha indicado, dado que la topología de la red es radial y sólo hay consumo, se puede inferir que la magnitud de las tensiones disminuirán a medida que se aleje del transformador principal en cada una de las ramas. Este fenómeno se evidencia al analizar los datos de la Tabla 5.2, donde se presentan los resultados para el nudo de origen C1, que está directamente conectado al lado de baja del transformador, y los demás nudos más distantes en la red, que según el esquema de la red de estudio mostrado en la Figura 4.2, son los nudos C12, C17 y C20. En este caso, se observa claramente cómo la tensión decrece en los nudos más alejados en comparación con el nudo de origen.

Por otro lado, otro resultado interesante de analizar son las corrientes que circulan por las líneas de cabecera. Dada la topología de la red, se deduce que aguas abajo de la red, el módulo de la intensidad debe reducirse. Todos estos aspectos quedan reflejados en los datos de la Tabla 5.3, donde se presentan los resultados para la línea L1, que sale directamente del lado de baja del transformador y va entre C1 y C2 (ver la Tabla 4.1), y otras líneas muy características correspondientes a las ramas en las que se divide la red, como L3 (línea que va de C3 a C4), L9 (línea que va de C3 a C10), L5 (línea que va de C5 a C6), y L14 (línea que va de C5 a C15). En este orden, es fácil verificar cómo las intensidades van disminuyendo respectivamente.

<sup>2</sup> Para SMC, si el número de iteraciones tiende a infinito, los resultados obtenidos serán totalmente exactos. Sin embargo, a partir de un número considerable de iteraciones se puede conseguir un resultado suficientemente aproximado.

La Tabla 5.4 muestra la corriente de primario que atraviesa el transformador. Debido a ser Dyn1, el primario solo tiene las fases A, B y C, sin incluir el neutro, a diferencia de los resultados presentes en el resto de las tablas. En este caso, a la vista de la Figura 5.1, es interesante observar cómo la magnitud de las tres fases es prácticamente igual, indicando un sistema bastante equilibrado, a excepción de algunas ligeras diferencias decimales entre los datos debido al acoplamiento asimétrico de líneas mencionado anteriormente. Finalmente, la Tabla 5.5 representa las pérdidas totales del sistema, las cuales para un caso inicial se sitúan por debajo de los 6 kW.

Desde el punto de vista estadístico, al analizar todos los resultados, se observa una gran similitud entre los datos obtenidos en el caso maestro, SMC y los métodos analíticos MDP. En términos generales, no se aprecia una gran diferencia entre los resultados, ya que en todos los casos se observa un error prácticamente nulo en comparación con SMC, siendo el método MDP con concentración  $2m + 1$  ligeramente más preciso (con errores de varios órdenes de magnitud inferiores en algunos casos). Sin embargo, existen situaciones en las que ambos métodos no son capaces de aproximar correctamente los resultados, como en casos donde las magnitudes de las variables de salida tienden a cero. Este es el caso de las tensiones de neutro en la Tabla 5.2, donde se encuentran errores superiores al 1% para MDP con concentración  $2m$  y por encima del 30% para MDP con concentración  $2m + 1$ . Del mismo modo, este fenómeno se repite en las intensidades de neutro, especialmente en L5, L9 y L14, debido a que el desequilibrio mínimo en la cabecera aleja dicha intensidad del valor nulo. En la Tabla 5.3, se pueden observar errores superiores al 40% para MDP  $2m$  y al 90% para MDP  $2m + 1$ . Todos estos aspectos se reflejan en los ajustes de las distribuciones de las tensiones e intensidades de neutro para cualquier nudo en este caso equilibrado. La Figura 5.2 muestra la función de densidad para las tensiones del nudo más alejado de la red, C20, y la Figura 5.3 muestra la función de densidad de corriente para la rama de cabecera, L1.

En cuanto la eficiencia de los métodos analíticos MDP respecto a SMC, para el caso de sólo cargas en la red de estudio y simulando 1000 iteraciones, SMC realiza un total de 1000 simulaciones. Por otro lado, MDP para una concentración de  $2m$  realiza 48 simulaciones y 24 iteraciones, mientras que para una concentración de  $2m + 1$ , estos valores ascienden a 72 simulaciones y 24 iteraciones. Existe una gran eficiencia de cálculo entre SMC y MDP que afecta principalmente al tiempo de cálculo, aunque no siempre se darán resultados fiables. Sin embargo, se demuestra por todo lo visto anteriormente que MDP con concentración  $2m$  es el método más preciso, mientras que MDP con concentración  $2m + 1$  mantiene una gran precisión pero con una repetitividad baja (grandes errores para valores de neutro).

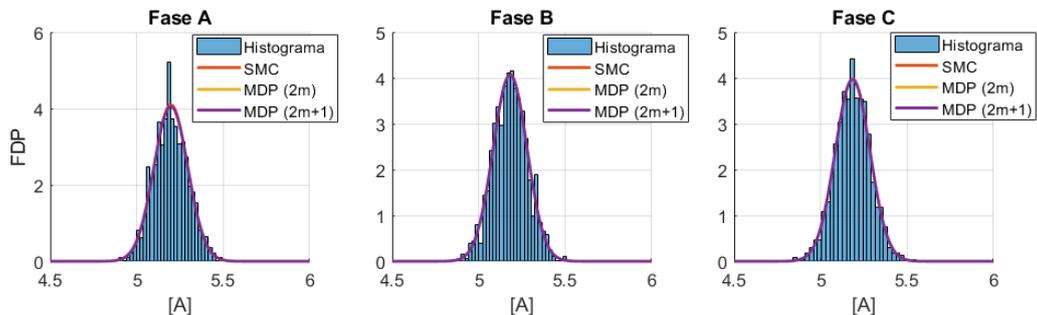


Figura 5.1 Caso 1: FDP de corriente del transformador para las 12:00 horas.

Tabla 5.2 Caso 1: Comparación FDP tensión para las 12:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	225.627	0.141	225.627	0.143	3.580e-5	225.624	0.142	1.329e-3
	B	225.632	0.135	225.632	0.135	3.220e-5	225.629	0.135	1.329e-3
	C	225.655	0.141	225.655	0.142	8.254e-6	225.655	0.1419	4.259e-5
	N	1.063e-5	5.542e-6	1.078e-5	5.598e-6	1.388	1.791e-5	1.317e-5	68.401
C12	A	215.186	0.358	215.186	0.364	3.7872e-5	215.189	0.364	1.394e-3
	B	215.203	0.368	215.203	0.364	8.600e-5	215.206	0.363	1.394e-3
	C	215.352	0.328	215.352	0.331	9.499e-5	215.350	0.331	9.287e-4
	N	0.428	0.221	0.367	0.309	13.671	0.559	0.285	30.583
C13	A	215.196	0.372	215.196	0.368	1.551e-4	215.194	0.367	8.728e-4
	B	215.190	0.370	215.190	0.365	1.646e-4	215.189	0.364	4.303e-4
	C	215.070	0.296	215.070	0.291	1.793e-4	215.074	0.291	1.826e-3
	N	0.407	0.212	0.349	0.289	14.359	0.554	0.319	36.029
C14	A	216.646	0.334	216.646	0.330	9.003e-5	216.648	0.329	7.388e-4
	B	216.641	0.341	216.642	0.337	1.394e-4	216.642	0.337	1.602e-4
	C	216.591	0.311	216.592	0.306	1.724e-4	216.591	0.306	2.295e-4
	N	0.364	0.194	0.292	0.286	19.869	0.624	0.471	71.207
C17	A	216.548	0.319916	216.548	0.325	2.354e-5	216.551	0.325	1.385e-3
	B	216.553	0.316	216.552	0.322	4.627e-4	216.551	0.322	9.235e-4
	C	216.605	0.321	216.605	0.320	9.688e-5	216.603	0.319	9.233e-4
	N	0.356	0.187	0.294	0.282	17.424	0.672	0.535	88.678
C18	A	214.907	0.394	214.907	0.397	1.176e-4	214.910	0.397	1.162e-3
	B	214.912	0.423	214.912	0.418	1.631e-4	214.911	0.417	3.530e-4
	C	214.869	0.394	214.869	0.389	1.905e-4	214.870	0.389	5.228e-4
	N	0.504	0.271	0.351	0.431	30.235	0.843	0.633	67.063
C19	A	216.867	0.288	216.86	0.297	6.375e-5	216.863	0.297	1.844e-3
	B	216.864	0.287	216.864	0.295	0.001	216.864	0.294	5.501e-5
	C	216.926	0.282	216.925	0.290	5.615e-5	216.929	0.290	1.382e-3
	N	0.308	0.155	0.287	0.210	6.757	0.628	0.517	103.939
C20	A	217.211	0.273	217.211	0.280	4.969e-5	217.210	0.280	4.304e-4
	B	217.214	0.272	217.213	0.277	9.323e-5	217.211	0.276	1.381e-3
	C	217.273	0.266	217.272	0.273	5.305e-5	217.273	0.273	5.923e-4
	N	0.277	0.141	0.276	0.161	0.508	0.591	0.497	113.018

**Tabla 5.3** Caso 1: Comparación FDP corriente para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	
L1	A	133.414	2.975	133.412	3.023	7.548e-4	133.415	3.018	1.540e-3
	B	133.379	2.994	133.376	3.012	1.788e-3	133.377	3.007	1.349e-3
	C	132.264	2.768	132.262	2.784	1.162e-3	132.264	2.778	9.558e-5
	N	4.402	2.294	4.420	2.346	0.403	7.067	4.997	60.550
L3	A	61.018	1.774	61.018	1.821	9.265e-4	61.018	1.821	1.332e-4
	B	61.065	1.792	61.064	1.830	1.421e-3	61.065	1.830	9.619e-5
	C	61.131	1.814	61.130	1.821	1.065e-3	61.130	1.819	1.248e-3
	N	2.639	1.367	2.008	2.309	23.905	5.140	4.131	94.743
L5	A	24.846	0.975	24.935	0.948	1.241e-3	24.845	0.972	7.063e-4
	B	24.904	0.998	24.904	0.932	1.251e-3	24.903	0.983	7.589e-4
	C	24.881	0.968	24.889	0.927	2.216e-3	24.881	0.968	8.213e-5
	N	1.480	0.761	0.806	1.374	43.753	2.198	1.441	48.512
L9	A	72.395	2.294	72.231	2.303	2.110e-3	72.395	2.304	3.103e-4
	B	72.313	2.362	72.392	2.249	2.559e-3	72.313	2.284	8.920e-4
	C	71.134	1.992	70.913	2.107	1.196e-3	71.133	2.002	1.165e-3
	N	3.465	1.791	2.008	2.309	42.048	4.415	2.126	27.385
L14	A	36.172	1.482	36.172	1.495	1.481e-3	36.172	1.495	4.879e-5
	B	36.161	1.472	36.161	1.497	1.122e-3	36.161	1.497	5.867e-6
	C	36.249	1.504	36.248	1.498	1.543e-3	36.248	1.496	2.348e-3
	N	2.199	1.184	1.190	2.223	45.876	3.048	1.715	38.592

**Tabla 5.4** Caso 1: Comparación FDP corriente transformador para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	
Trafo	A	5.197	0.097	5.197	0.098	7.955e-4	5.197	0.098	1.021e-4
	B	5.181	0.097	5.182	0.098	8.865e-4	5.182	0.098	3.305e-4
	C	5.185	0.100	5.185	0.100	5.542e-4	5.185	0.100	9.652e-4

**Tabla 5.5** Caso 1: Comparación FDP pérdidas totales para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	5756.260	130.735	5756.214	133.261	7.632e-4	5756.256	132.249	3.582e-5

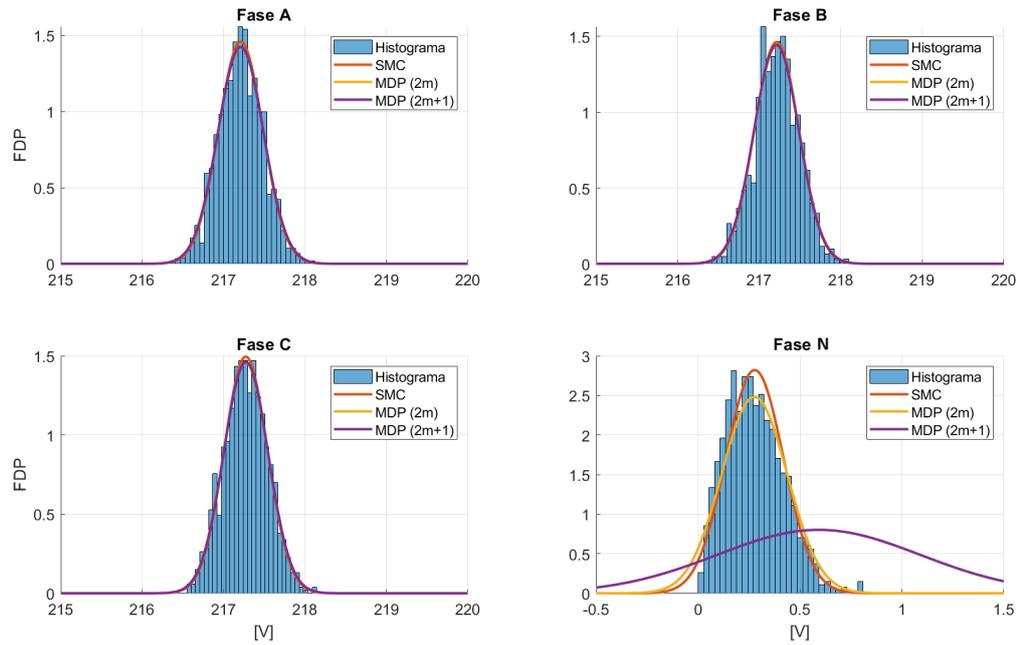


Figura 5.2 Caso 1: FDP de tensión del nudo C20 para las 12:00 horas.

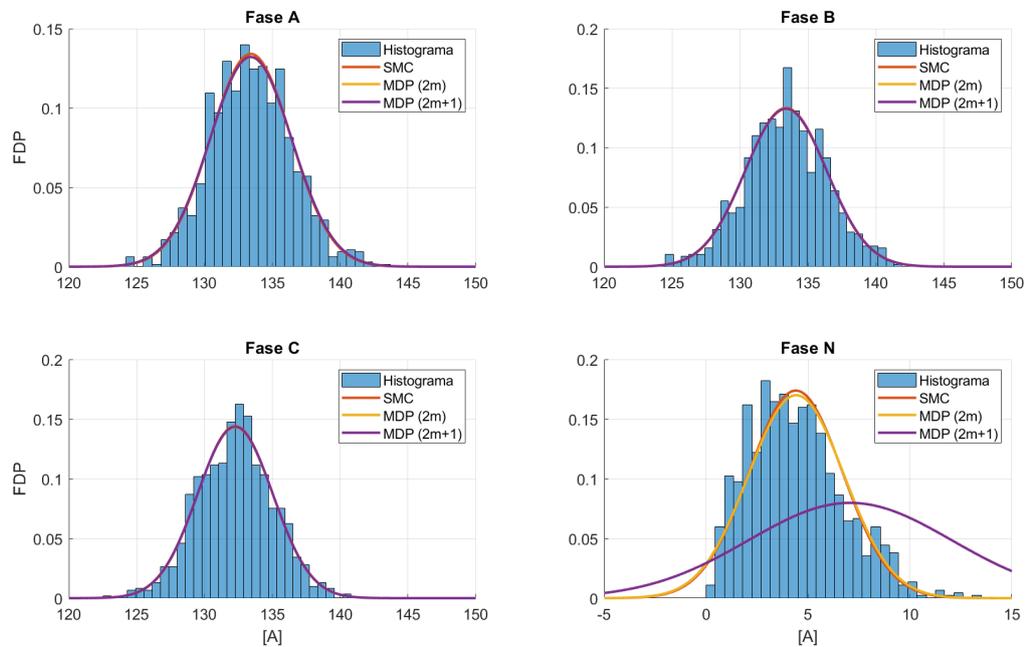


Figura 5.3 Caso 1: FDP de corriente de la línea L1 para las 12:00 horas.

### 5.1.2 Caso 2: Desequilibrado | Carga 40/30/30

En este caso, se ha introducido un ligero desequilibrio en el perfil de cargas, distribuyendo la potencia de consumo de cada nudo un 40% para la fase A y un 30% para las fases B y C. Al igual que en el caso anterior, también se sumarán los desequilibrios debidos al acoplamiento asimétrico entre las líneas aéreas de la red. Esto dará lugar a una red con un claro desequilibrio tanto en tensiones como en intensidades.

Recordando la topología radial de la red y su comportamiento pasivo de sólo consumos, se puede deducir nuevamente que la magnitud de las tensiones deberá disminuir a medida que se aleja del transformador de cabecera, presentando un desequilibrio de tensiones en el que las fases con mayor carga exhibirán una magnitud de tensión menor y una corriente mayor que las fases menos cargadas. Esto resultará en un desequilibrio que introducirá tensiones y corrientes de neutro, como se muestra en la Tabla 5.6 y la Tabla 5.7. Respecto a las tensiones de neutro, se aprecia un valor diferente de cero pero muy próximo debido a la conexión del neutro del transformador de cabecera a tierra, lo que atenúa el desequilibrio de tensiones. La Figura 5.5 muestra el desequilibrio de tensiones para uno de los nudos más alejados de la red (nudo C20). Sin embargo, las corrientes de neutro presentan valores considerables, además de un gran desequilibrio de corrientes por fases en comparación con el desequilibrio de tensiones. En la Figura 5.6 se presentan las corrientes para la línea L1 y su ajuste a la función de densidad asociada.

La Tabla 5.8 muestra la corriente de primario que atraviesa el transformador de cabecera. Se puede observar cómo el desequilibrio produce un ligero desbalance entre las intensidades del feeder de alimentación de MT. La Figura 5.4 detalla el desequilibrio de estas corrientes de primario a partir de la función de densidad asociada a cada una de las fases. Por otro lado, la Tabla 5.9 representa las pérdidas totales del sistema, las cuales, en comparación con el caso anterior equilibrado, ascienden por encima de los 6 kW.

Desde el punto de vista estadístico, en este caso, todos los resultados muestran datos prácticamente iguales entre SMC y ambos métodos MDP, sin apreciar la diferencia de resultados erróneos observados en el caso anterior. Esto se debe a que al introducir un ligero desequilibrio, se generan tensiones y corrientes de neutro que se alejan del valor nulo, produciendo resultados satisfactorios. El máximo error observado en la Tabla 5.6 es inferior al 0.01% en el caso de las tensiones y al 0.05% en el caso de las corrientes de la Tabla 5.7. Todo esto se refleja en el buen ajuste de la función de densidad de las tensiones y corrientes, como se muestra en la Figura 5.5 y la Figura 5.6.

Por otro lado, analizando el método analítico más preciso, el método MDP de concentración  $2m + 1$  destaca por ser muy preciso en una gran mayoría de casos, aunque nuevamente el método MDP de concentración  $2m$  es más preciso.

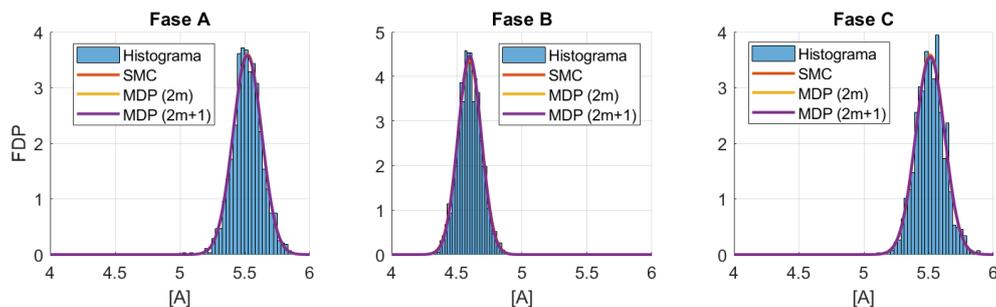


Figura 5.4 Caso 2: FDP de corriente del transformador para las 12:00 horas.

Tabla 5.6 Caso 2: Comparación FDP tensión para las 12:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	224.481	0.174	224.481	0.176	2.528e-5	224.481	0.176	7.694e-4
	B	226.153	0.121	226.152	0.121	3.395e-5	226.152	0.121	7.847e-4
	C	226.242	0.126	226.241	0.126	4.115e-5	226.241	0.126	1.235e-3
	N	1.082e-4	9.899e-6	1.092e-4	1.009e-5	9.633e-3	1.092e-4	1.008e-5	4.603e-3
C12	A	211.541	0.455	211.541	0.465	1.609e-4	211.541	0.463	1.772e-3
	B	216.913	0.323	216.912	0.319	4.656e-5	216.913	0.319	6.228e-4
	C	217.112	0.288	217.111	0.290	1.994e-5	217.112	0.290	1.633e-3
	N	3.587	0.389	3.587	0.395	4.765e-4	3.586	0.394	0.015
C13	A	211.541	0.456	211.543	0.462	1.709e-4	211.541	0.461	1.332e-3
	B	216.912	0.317	216.912	0.316	3.100e-6	216.910	0.317	1.225e-3
	C	217.181	0.264	217.181	0.264	9.192e-5	217.181	0.264	3.686e-5
	N	3.607	0.383	3.608	0.388	2.873e-3	3.607	0.387	0.010
C14	A	213.352	0.416	213.351	0.422	1.573e-4	213.354	0.422	1.047e-3
	B	218.193	0.290	218.191	0.285	1.151e-5	218.192	0.285	1.266e-4
	C	218.361	0.271	218.362	0.273	6.274e-5	218.361	0.272	1.017e-4
	N	3.062	0.345	3.062	0.344	4.506e-3	3.061	0.344	8.042e-3
C17	A	214.100	0.406	214.011	0.381	5.307e-5	214.012	0.370	9.285e-4
	B	218.641	0.278	218.640	0.257	1.696e-5	218.641	0.254	1.354e-3
	C	218.812	0.281	218.782	0.256	4.626e-5	218.770	0.249	2.719e-4
	N	2.866	0.332	2.843	0.289	8.029e-3	2.843	0.282	0.018
C18	A	211.201	0.492	211.200	0.501	1.490e-4	211.211	0.499	2.230e-4
	B	216.651	0.336	216.651	0.343	1.921e-6	216.662	0.341	1.351e-3
	C	216.773	0.342	216.772	0.341	1.279e-5	216.773	0.341	1.302e-3
	N	3.616	0.439	3.617	0.445	0.015	3.6159	0.446	3.210e-3
C19	A	213.640	0.365	213.641	0.377	1.466e-4	213.651	0.376	5.516e-4
	B	218.361	0.253	218.361	0.259	1.879e-5	218.362	0.259	1.217e-3
	C	218.512	0.248	218.510	0.255	4.621e-5	218.513	0.255	2.092e-4
	N	2.931	0.281	2.931	0.294	0.019	2.931	0.294	6.779e-3
C20	A	214.071	0.346	214.071	0.355	1.772e-4	214.071	0.355	6.583e-4
	B	218.670	0.239	218.672	0.244	2.793e-5	218.672	0.244	9.517e-4
	C	218.822	0.234	218.824	0.239	5.697e-7	218.820	0.239	2.612e-4
	N	2.820	0.256	2.821	0.264	0.019	2.820	0.264	6.827e-3

**Tabla 5.7** Caso 2: Comparación FDP corriente para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	
L1	A	165.221	3.807	165.222	3.875	1.959e-3	165.220	3.863	4.509e-4
	B	118.400	2.621	118.411	2.635	4.211e-4	118.400	2.635	8.573e-4
	C	117.132	2.419	117.130	2.431	6.058e-4	117.131	2.431	1.865e-3
	N	45.098	4.090	45.102	4.153	9.762e-3	45.097	4.144	1.902e-3
L3	A	75.528	2.252	75.529	2.314	2.259e-3	75.527	2.309	4.779e-4
	B	54.192	1.574	54.192	1.607	1.733e-4	54.192	1.607	5.032e-4
	C	54.174	1.590	54.174	1.596	1.154e-4	54.174	1.596	6.294e-4
	N	20.316	2.420	20.321	2.519	0.025	20.318	2.521	9.065e-3
L5	A	30.670	1.217	30.671	1.215	2.752e-3	30.671	1.215	5.457e-4
	B	22.116	0.882	22.116	0.869	3.482e-4	22.116	0.869	1.341e-3
	C	22.091	0.856	22.091	0.856	5.849e-4	22.092	0.856	2.858e-3
	N	8.2291	1.314	8.226	1.340	0.033	8.225	1.344	0.053
L9	A	89.692	2.913	89.694	2.935	1.734e-3	89.691	2.928	8.972e-4
	B	64.209	2.076	64.209	2.010	5.147e-4	64.209	2.009	2.260e-4
	C	62.956	1.747	62.956	1.757	1.212e-3	62.957	1.757	2.904e-4
	N	24.878	3.116	24.875	3.145	0.012	24.872	3.143	0.025
L14	A	44.858	1.878	44.859	1.895	1.916e-3	44.857	1.892	1.414e-3
	B	32.077	1.295	32.077	1.317	8.352e-5	32.077	1.316	2.813e-5
	C	32.083	1.319	32.083	1.313	2.189e-4	32.083	1.313	1.942e-3
	N	12.172	2.035	12.174	2.065	0.016	12.171	2.072	8.829e-3

**Tabla 5.8** Caso 2: Comparación FDP corriente transformador para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	
Trafo	A	5.523	0.106	5.523	0.107	7.263e-4	5.523	0.107	4.798e-4
	B	4.606	0.087	4.606	0.087	2.318e-4	4.606	0.087	1.319e-4
	C	5.522	0.109	5.522	0.109	7.324e-4	5.522	0.109	2.313e-4

**Tabla 5.9** Caso 2: Comparación FDP pérdidas totales para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	6092.710	160.271	6092.930	164.122	3.573e-3	6092.712	162.942	1.144e-3

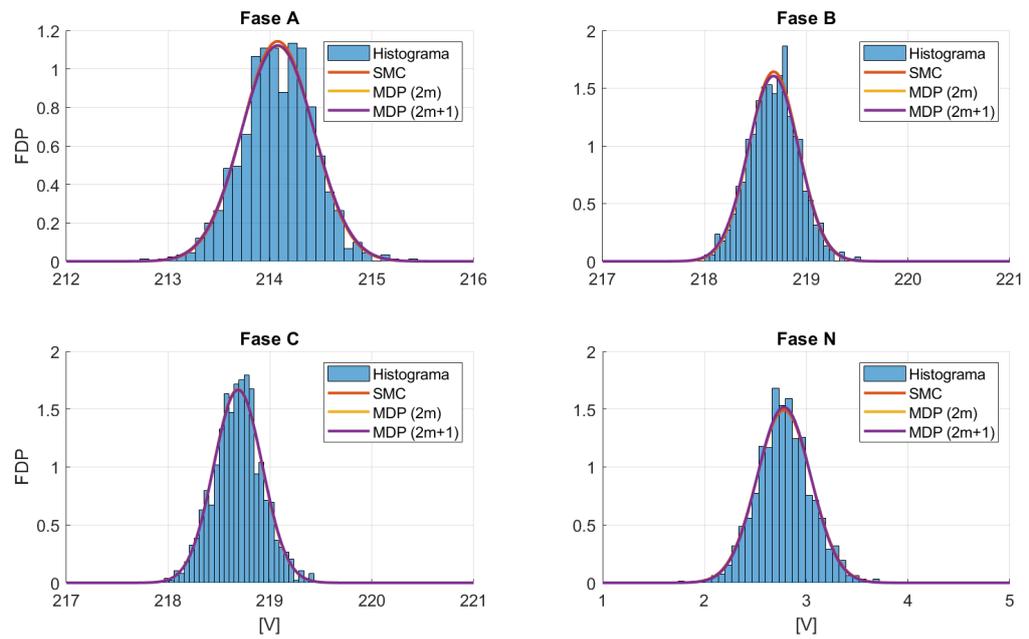


Figura 5.5 Caso 2: FDP de tensión del nudo C20 para las 12:00 horas.

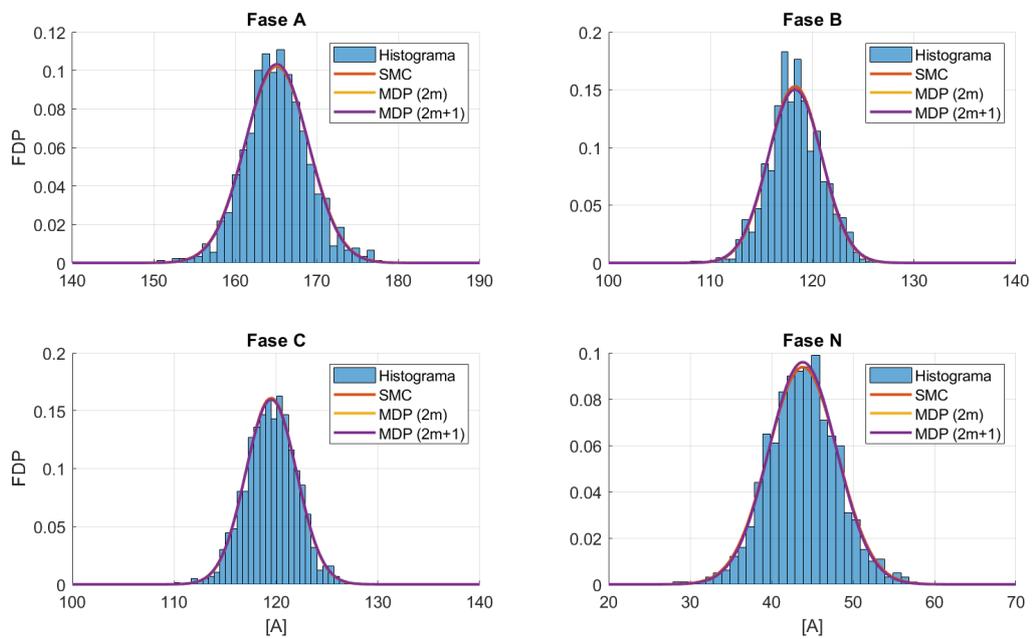


Figura 5.6 Caso 2: FDP de corriente de la línea L1 para las 12:00 horas.

### 5.1.3 Caso 3: Desequilibrado | Carga 50/20/30

Para este caso, se ha introducido un desequilibrio mucho más pronunciado en el perfil de cargas, distribuyendo la potencia de consumo de cada nudo un 50% para la fase A, un 20% para la fase B y un 30% para la fase C. Al igual que en los casos anteriores, a este caso también se le sumarán los desequilibrios debido al acoplamiento asimétrico entre las líneas aéreas de la red. Todo esto dará lugar a una red que presentará un efecto de desequilibrio más notable tanto en tensiones e intensidades como en pérdidas.

La topología sigue siendo radial y pasiva, por lo que se podrá nuevamente deducir la disminución de tensiones conforme se aleja del transformador de cabecera, presentando un desequilibrio de tensiones mucho más diferenciable donde las fases que tengan mayor carga expondrán una magnitud de tensión menor, a pesar de la conexión del neutro del transformador de cabecera a tierra. La Figura 5.8 muestra el desequilibrio de tensiones para uno de los nudos más alejados de la red (nudo C20). También se presentará una corriente bastante más desequilibrada que será mayor para aquellas fases más cargadas. Además, las corrientes de neutro sí que presentarán valores muy considerables, además de un desequilibrio mucho más acusado de corrientes en comparación con el desequilibrio de tensiones, destacando que en todas las líneas la intensidad de neutro superan o igualan la intensidad de una de las fases ( $I_N > I_B \mid I_N \approx I_C$ ). En la Figura 5.9 se muestran las corrientes para la línea L1 y su ajuste a la función de densidad asociada. Todos estos fenómenos se muestran en la Tabla 5.10 y la Tabla 5.11.

La Tabla 5.12 exhibe la corriente de primario a través del transformador de cabecera. En este escenario, un desequilibrio más pronunciado genera una marcada disparidad entre las intensidades del feeder de alimentación de MT. La Figura 5.7 proporciona una visión más detallada de este desequilibrio en las corrientes de primario analizando la función de densidad asociada a cada fase. Además, la Tabla 5.13 presenta las pérdidas totales del sistema, que, en comparación con los casos anteriores, superan los 8 kW.

Desde el punto de vista estadístico, en este caso, todos los resultados también muestran datos satisfactorios entre SMC y ambos métodos MDP, no apreciando la diferencia de resultados erróneos vistos en el caso equilibrado. El máximo error visto en la Tabla 5.10 es inferior al 0.02% en el caso de las tensiones y al 0.03% en el caso de las corrientes de la Tabla 5.11. Todo esto queda reflejado de nuevo en el buen ajuste de la función de densidad de las tensiones y corrientes de la Figura 5.8 y la Figura 5.9.

Por otro lado, al analizar el método analítico más preciso, se puede concluir que, en los casos que involucran únicamente consumos, el método MDP con concentración  $2m$  destaca nuevamente por su precisión. Sin embargo, el método MDP con concentración  $2m + 1$  parece adaptarse mejor cuando los resultados de salida a aproximar están considerablemente alejados de cero y en condiciones donde el desequilibrio no es tan pronunciado.

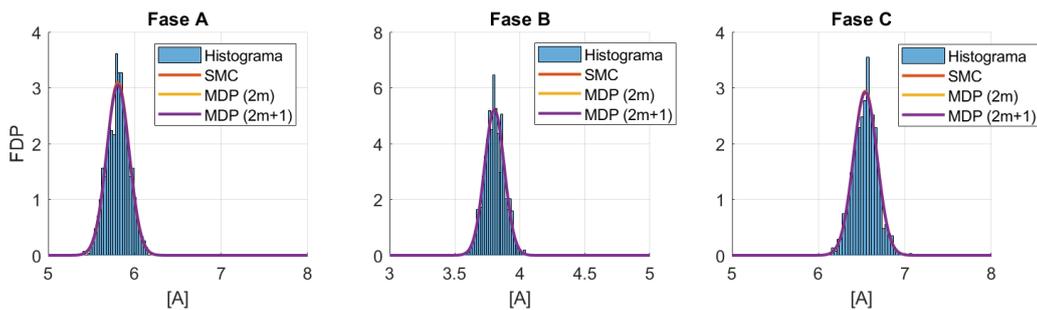


Figura 5.7 Caso 3: FDP de corriente del transformador para las 12:00 horas.

Tabla 5.10 Caso 3: Comparación FDP tensión para las 12:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	222.600	0.2281	222.611	0.231	9.616e-5	222.600	0.231	1.514e-3
	B	227.721	0.078	227.722	0.078	8.904e-6	227.720	0.078	1.039e-4
	C	226.323	0.125	226.321	0.126	1.942e-5	226.321	0.126	2.332e-4
	N	2.914e-4	1.256e-5	2.915e-4	1.279e-5	8.098e-3	0.00029139	1.282e-5	0.019
C12	A	205.491	0.637	205.491	0.648	5.147e-4	205.491	0.649	2.891e-3
	B	221.832	0.201	221.832	0.198	4.585e-5	221.832	0.198	9.743e-4
	C	217.232	0.286	217.233	0.289	1.281e-4	217.232	0.289	4.291e-4
	N	9.576	0.492	9.578	0.498	9.815e-4	9.574	0.499	0.027
C13	A	205.491	0.637	205.491	0.645	5.057e-4	205.491	0.646	9.195e-4
	B	221.832	0.197	221.832	0.196	4.202e-6	221.830	0.196	2.674e-4
	C	217.290	0.263	217.290	0.263	1.328e-4	217.292	0.263	1.579e-3
	N	9.581	0.490	9.582	0.495	9.596e-3	9.579	0.496	0.028
C14	A	207.911	0.577	207.911	0.585	4.802e-4	207.921	0.586	2.056e-3
	B	222.642	0.181	222.642	0.178	1.305e-5	222.632	0.178	1.769e-3
	C	218.473	0.270	218.471	0.271	1.085e-4	218.471	0.271	1.256e-3
	N	8.187	0.429	8.188	0.428	9.415e-3	8.185	0.430	0.026
C17	A	208.771	0.505	208.771	0.516	4.122e-4	208.773	0.517	2.537e-4
	B	222.920	0.154	222.922	0.158	3.076e-5	222.921	0.157	1.3190e-3
	C	218.900	0.248	218.910	0.248	6.192e-5	218.900	0.247	4.045e-4
	N	7.646	0.348	7.646	0.355	0.010	7.6438	0.356	0.026
C18	A	205.051	0.687	205.041	0.697	5.685e-4	205.051	0.698	7.675e-4
	B	221.661	0.209	221.662	0.213	4.689e-5	221.662	0.212	1.047e-3
	C	216.892	0.341	216.890	0.339	7.359e-5	216.892	0.339	8.951e-5
	N	9.739	0.544	9.741	0.551	0.010	9.737	0.552	0.027
C19	A	208.311	0.505	208.311	0.522	4.385e-4	208.311	0.523	9.806e-4
	B	222.742	0.158	222.741	0.162	1.478e-5	222.732	0.162	1.653e-3
	C	218.630	0.246	218.632	0.253	6.916e-5	218.632	0.253	5.258e-4
	N	7.881	0.351	7.882	0.364	0.011	7.879	0.365	0.023
C20	A	208.871	0.480	208.871	0.493	4.508e-4	208.871	0.494	1.984e-3
	B	222.934	0.151	222.930	0.152	1.998e-5	222.932	0.152	1.141e-4
	C	218.942	0.232	218.941	0.238	1.044e-4	218.943	0.238	5.850e-4
	N	7.578	0.322	7.579	0.331	0.010	7.576	0.332	0.024

**Tabla 5.11** Caso 3: Comparación FDP corriente para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	
L1	A	218.221	5.380	218.231	5.464	4.856e-3	218.191	5.482	0.013
	B	75.766	1.616	75.765	1.624	4.345e-4	75.768	1.624	3.432e-3
	C	116.451	2.405	116.452	2.417	1.782e-3	116.462	2.417	4.165e-3
	N	120.882	5.238	120.891	5.308	9.745e-3	120.852	5.327	0.028
L3	A	99.600	3.123	99.605	3.208	5.069e-3	99.586	3.210	0.014
	B	34.681	0.980	34.681	0.999	4.935e-4	34.683	0.999	3.938e-3
	C	53.924	1.581	53.924	1.588	9.941e-4	53.928	1.588	7.189e-3
	N	54.857	3.029	54.864	3.139	0.012	54.844	3.143	0.024
L5	A	40.217	1.631	40.219	1.631	4.424e-3	40.213	1.632	0.011
	B	14.193	0.559	14.193	0.550	2.088e-3	14.194	0.550	7.122e-3
	C	22.026	0.853	22.026	0.853	2.902e-4	22.028	0.853	7.855e-3
	N	22.033	1.593	22.034	1.612	6.007e-3	22.027	1.617	0.024
L9	A	118.62	4.048	118.621	4.074	4.685e-3	118.600	4.082	0.015
	B	41.085	1.292	41.084	1.250	1.217e-3	41.086	1.250	3.287e-3
	C	62.528	1.735	62.526	1.745	2.451e-3	62.532	1.745	6.519e-3
	N	66.051	3.972	66.057	3.997	9.062e-3	66.033	4.008	0.027
L14	A	59.383	2.594	59.386	2.617	5.506e-3	59.374	2.615	0.015
	B	20.488	0.808	20.488	0.821	6.139e-4	20.489	0.821	4.717e-3
	C	31.898	1.311	31.898	1.305	1.459e-3	31.901	1.305	7.906e-3
	N	32.853	2.542	32.856	2.570	0.012	32.843	2.577	0.029

**Tabla 5.12** Caso 3: Comparación FDP corriente transformador para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	
Trafo	A	5.806	0.129	5.806	0.131	2.296e-3	5.806	0.131	5.788e-3
	B	3.804	0.076	3.804	0.076	7.505e-4	3.804	0.076	2.270e-3
	C	6.541	0.136	6.541	0.137	1.760e-3	6.541	0.137	5.003e-3

**Tabla 5.13** Caso 3: Comparación FDP pérdidas totales para las 12:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	8150.203	309.963	8150.962	316.991	9.317e-3	8148.810	316.110	0.017

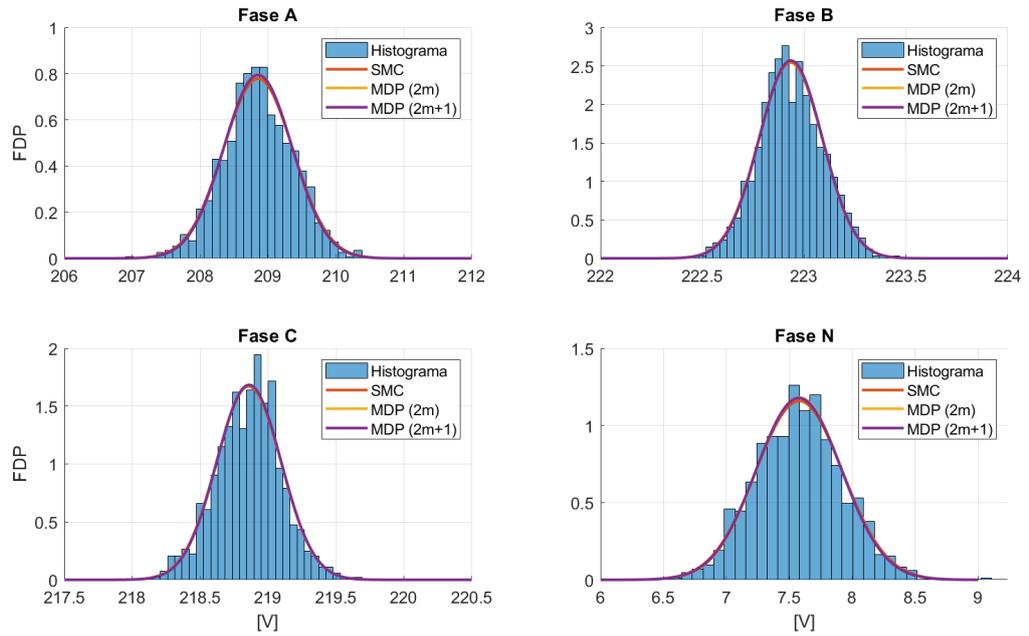


Figura 5.8 Caso 3: FDP de tensión del nudo C20 para las 12:00 horas.

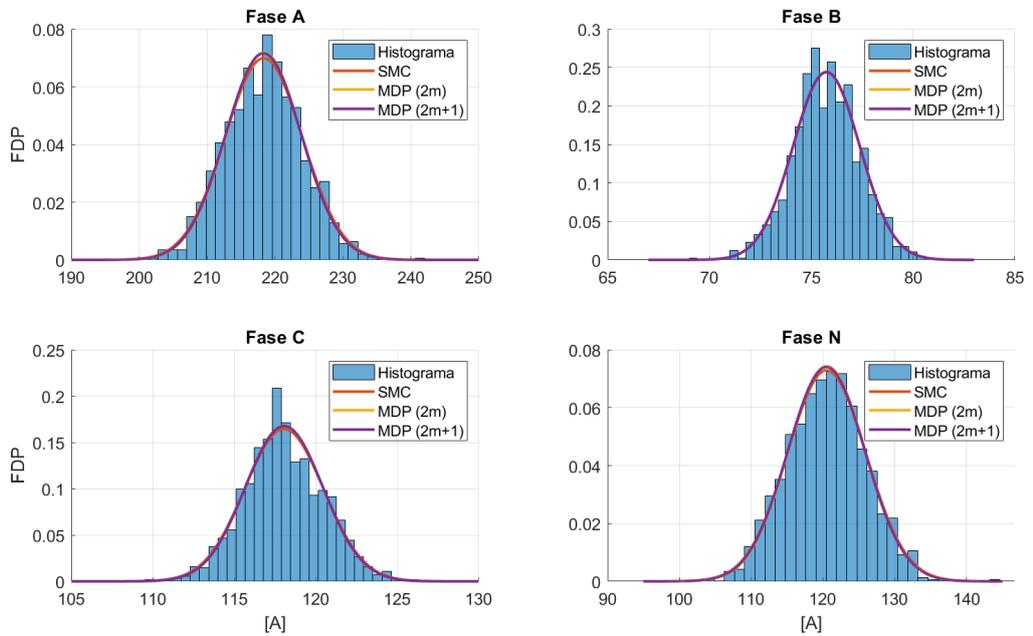


Figura 5.9 Caso 3: FDP de corriente de la línea L1 para las 12:00 horas.

## 5.2 Escenarios con Carga y Generación PV

Para este caso, además de mantener el consumo correspondiente a las cargas descritas en la Sección 4.2, también se incorporará una nueva variable de entrada con incertidumbre: la generación PV, definida anteriormente en la Sección 4.3. Para poder apreciar un efecto significativo de la generación PV, se considerará un nuevo intervalo horario, específicamente a las 16:00 horas, que, según el perfil mostrado en la Figura 4.5, corresponde al momento de mayor producción PV. Además, la demanda, como se muestra en Tabla 4.5 para las 16:00 horas, será de 0.85 p.u., siendo una demanda similar al caso de la Sección 5.1.

La introducción de generación distribuida provoca un cambio en la topología de la red, convirtiéndola en una red activa que pierde la característica de red pasiva con sólo consumo. Esto dificulta la capacidad de prever el comportamiento esperado de la red, tanto en tensiones como en intensidades. No obstante, la inyección de corriente por la generación distribuida contribuye a la disminución de las pérdidas en las líneas debido a una menor demanda de corriente desde el feeder de alimentación, mejorando así la eficiencia de la red.

Nuevamente, para analizar el comportamiento de la red en este caso, se obtendrán resultados de las mismas variables de salida estudiadas anteriormente. Estas variables de salida también estarán sujetas a una distribución probabilística, al igual que las variables aleatorias de entrada, por lo que los resultados obtenidos corresponderán a parámetros probabilísticos, como la media y la desviación estándar.

### 5.2.1 Caso 4: "Equilibrado" | 40% Penetración PV

Con el objetivo de simplificar los casos de análisis, se ha establecido un equilibrio en las cargas y generación PV, donde todas las cargas tienen la misma magnitud para las tres fases, y la generación PV es equilibrada, representando el 40% del valor de carga en cada nudo. Aunque este escenario puede considerarse "equilibrado" a priori, el acoplamiento asimétrico entre las líneas aéreas de la red introduce un ligero desequilibrio, especialmente en las intensidades, generando corrientes de neutro. La información estadística de las variables de salida incluirá la media y la desviación estándar proporcionada tanto por SMC como por MDP para las concentraciones  $2m$  y  $2m + 1$ . La comparación de los resultados se realizará mediante el error relativo de la expresión (5.1).

La Tabla 5.14 muestra las tensiones de los nudos más característicos, revelando que, a diferencia del caso de la Subsección 5.1.1, los valores obtenidos no indican una caída progresiva de la magnitud, presentando un perfil bastante plano y equilibrado. Esto es acorde con el dimensionamiento supuesto para la producción PV, del mismo nivel que el consumo (en este caso, para una penetración del 40% respecto al consumo total).

Otro aspecto destacado es el análisis de las corrientes en las líneas de cabecera mostradas en la Tabla 5.15. En comparación con el caso de la Subsección 5.1.1, todas las magnitudes se han reducido aproximadamente a la mitad, debido a la contribución de la generación distribuida. Aunque existe un cierto desequilibrio, reflejado en las corrientes de neutro, al disminuir la magnitud de las corrientes en las líneas, el desequilibrio en las bornas primarias del transformador es prácticamente inexistente, como se muestra en la Tabla 5.16. Esto se traduce en una reducción drástica de las pérdidas de la red, que se sitúan por debajo de los 2 kW según la Tabla 5.17.

Desde el punto de vista estadístico, para este caso se observa una gran similitud entre los datos obtenidos con el método SMC y los métodos analíticos MDP. Se aprecia un error prácticamente nulo en las tensiones e intensidades para las fases A, B y C, con el método MDP de concentración  $2m$  mostrando una mayor precisión en la mayoría de los casos. Sin embargo, una vez más, hay una excepción para las tensiones e intensidades de neutro, donde ambos métodos no logran aproximar correctamente los resultados, repitiendo el fenómeno observado en la Subsección 5.1.1 cuando estas magnitudes tienden a cero. En la Tabla 5.14, se observa que los errores para las tensiones de neutro están por debajo del 30% para el caso de MDP con concentración  $2m$ , mientras que para MDP con concentración  $2m + 1$  se alcanzan errores superiores al 170%. Este aumento del error de aproximación está asociado, en gran medida, al aumento de variables aleatorias de entrada. Estos resultados se reflejan en los ajustes de las distribuciones de tensiones e intensidades de neutro para cualquier nudo en estas condiciones equilibradas. La Figura 5.10 muestra la función de densidad para las tensiones del nudo más alejado de la red (nudo C20), y la Figura 5.11 muestra la densidad de corriente para la rama de cabecera L1.

En cuanto a la eficiencia de los métodos analíticos MDP en comparación con SMC, para el caso de cargas y generación PV en la red de estudio, generando 1000 escenarios, SMC realiza un total de 1000 simulaciones e iteraciones. Por otro lado, MDP para una concentración de  $2m$  realiza 96 simulaciones y 48 iteraciones, mientras que para una concentración de  $2m + 1$ , estos valores ascienden a 144 simulaciones y 48

iteraciones. Aunque se han duplicado las variables aleatorias de entrada, lo que afecta directamente a ambos métodos MDP, de nuevo SMC no se ha visto afectado. Sin embargo, sigue existiendo una gran eficiencia de cálculo entre SMC y MDP, que afecta principalmente al tiempo de cálculo, aunque no siempre se obtendrán resultados fiables. No obstante, MDP con concentración  $2m$  demuestra ser más preciso y repetitivo que MDP con concentración  $2m + 1$ , tal y como se ha observado anteriormente.

**Tabla 5.14** Caso 4: Comparación FDP tensión para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	228.091	0.179	228.091	0.179	3.712e-6	228.092	0.179	3.728e-4
	B	228.110	0.182	228.123	0.1768	1.269e-5	228.091	0.177	6.266e-4
	C	228.081	0.178	228.081	0.177	8.396e-7	228.083	0.177	2.287e-4
	N	1.330e-5	6.909e-6	1.310e-5	6.951e-6	1.540	2.939e-5	2.538e-5	120.922
C12	A	222.541	0.439	222.541	0.439	4.504e-5	222.540	0.439	3.931e-4
	B	222.542	0.449	222.541	0.434	3.064e-5	222.551	0.434	1.673e-3
	C	222.431	0.427	222.433	0.414	3.986e-5	222.432	0.414	8.565e-4
	N	0.537	0.272	0.429	0.391	20.167	0.966	0.773	79.977
C13	A	222.541	0.439	222.541	0.437	3.518e-5	222.540	0.437	1.063e-3
	B	222.542	0.449	222.542	0.434	2.719e-5	222.542	0.434	5.096e-4
	C	222.381	0.405	222.381	0.393	5.489e-5	222.391	0.394	3.188e-3
	N	0.526	0.273	0.445	0.365	15.382	0.749	0.479	42.341
C14	A	223.311	0.402	223.313	0.399	6.074e-5	223.311	0.399	4.857e-4
	B	223.310	0.408	223.312	0.394	1.237e-5	223.312	0.394	4.904e-4
	C	223.243	0.399	223.241	0.385	5.855e-5	223.233	0.385	3.050e-3
	N	0.457	0.238	0.363	0.351	20.644	0.933	0.785	104.111
C17	A	223.591	0.347	223.591	0.354	3.789e-5	223.592	0.354	5.009e-4
	B	223.590	0.359	223.590	0.353	2.957e-5	223.591	0.353	1.581e-3
	C	223.542	0.353	223.541	0.350	3.591e-5	223.541	0.350	3.270e-3
	N	0.376	0.195	0.337	0.254	10.211	0.891	0.78512	137.182
C18	A	222.391	0.469	222.392	0.483	1.552e-5	222.412	0.483	2.469e-3
	B	222.412	0.486	222.411	0.483	1.911e-5	222.411	0.482	2.134e-3
	C	222.331	0.483	222.333	0.482	4.059e-5	222.333	0.482	5.948e-5
	N	0.605	0.320	0.431	0.529	28.802	1.184	0.968	95.672
C19	A	223.421	0.351	223.421	0.358	5.574e-5	223.421	0.358	4.744e-5
	B	223.422	0.358	223.422	0.355	7.489e-6	223.432	0.355	7.309e-4
	C	223.370	0.361	223.370	0.353	1.316e-5	223.372	0.353	3.671e-4
	N	0.389	0.199	0.347	0.258	10.956	0.999	0.901	156.312
C20	A	223.611	0.331	223.611	0.337	2.145e-5	223.602	0.336	2.632e-3
	B	223.611	0.339	223.613	0.335	8.242e-7	223.611	0.335	1.525e-3
	C	223.563	0.338	223.561	0.332	2.358e-5	223.554	0.332	1.427e-3
	N	0.346	0.180	0.334	0.197	3.503	0.946	0.863	173.591

**Tabla 5.15** Caso 4: Comparación FDP corriente para las 16:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	
L1	A	71.026	3.582	71.025	3.611	1.184e-3	71.026	3.609	2.174e-4
	B	71.034	3.602	71.034	3.585	3.613e-4	71.033	3.584	1.189e-3
	C	71.918	3.499	71.917	3.456	9.961e-4	71.917	3.455	1.243e-3
	N	5.468	2.841	5.328	2.923	2.548	12.005	10.355	119.561
L3	A	32.511	2.239	32.512	2.230	1.439e-3	32.511	2.229	1.711e-3
	B	32.484	2.216	32.483	2.232	1.111e-4	32.483	2.231	9.281e-4
	C	32.631	2.247	32.631	2.241	4.736e-4	32.631	2.240	1.384e-3
	N	3.4074	1.791	2.444	2.918	28.269	8.671	7.791	154.451
L5	A	13.285	1.186	13.285	1.173	2.975e-3	13.285	1.173	2.063e-3
	B	13.314	1.149	13.314	1.163	1.433e-3	13.313	1.163	2.541e-3
	C	13.294	1.170	13.294	1.168	2.329e-3	13.294	1.168	4.763e-4
	N	1.7834	0.956	0.981	1.749	45.005	3.783	3.207	112.102
L9	A	38.515	2.829	38.515	2.776	9.743e-4	38.515	2.775	1.758e-3
	B	38.551	2.834	38.551	2.743	5.631e-4	38.551	2.742	2.437e-4
	C	39.287	2.638	39.286	2.567	1.427e-3	39.287	2.566	4.392e-4
	N	4.293	2.196	3.232	3.339	24.718	7.839	6.314	82.592
L14	A	19.225	1.855	19.225	1.869	3.483e-4	19.225	1.868	1.084e-3
	B	19.172	1.874	19.173	1.877	1.192e-3	19.172	1.876	1.041e-3
	C	19.337	1.845	19.3374	1.885	8.062e-4	19.337	1.884	1.633e-3
	N	2.853	1.475	1.514	2.827	46.934	5.218	4.118	82.869

**Tabla 5.16** Caso 4: Comparación FDP corriente transformador para las 16:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	
Trafo	A	2.792	0.128	2.792	0.126	7.091e-4	2.792	0.126	2.719e-3
	B	2.799	0.125	2.799	0.125	2.418e-3	2.799	0.125	1.891e-3
	C	2.801	0.129	2.801	0.125	7.134e-3	2.801	0.126	2.871e-3

**Tabla 5.17** Caso 4: Comparación FDP pérdidas totales para las 16:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	1674.7	88.128	1674.410	89.254	0.023	1674.311	87.089	0.024

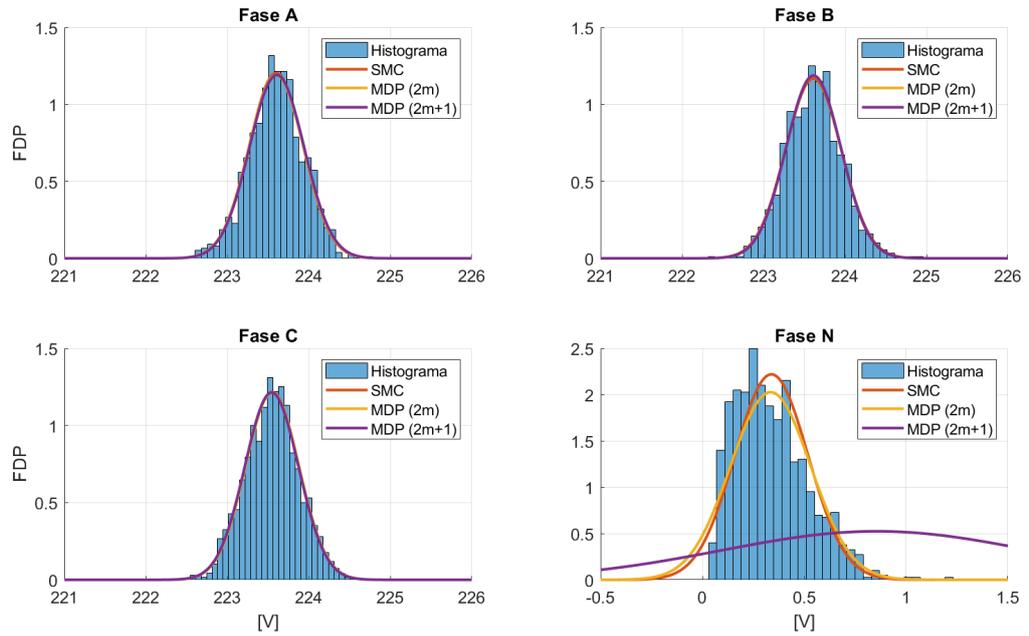


Figura 5.10 Caso 4: FDP de tensión del nudo C20 para las 16:00 horas.

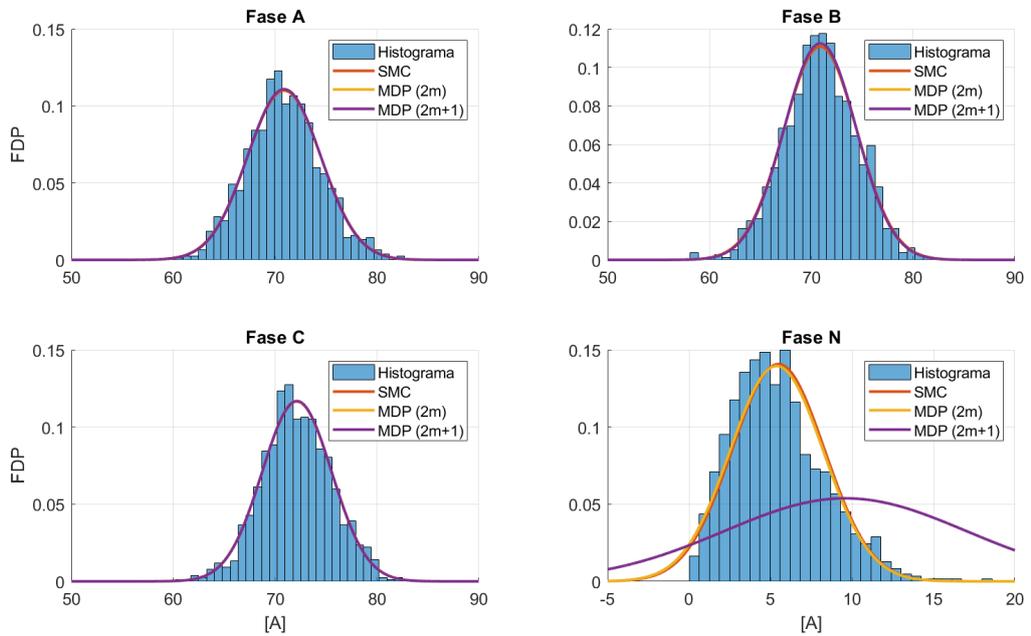


Figura 5.11 Caso 4: FDP de corriente de la línea L1 para las 16:00 horas.

### 5.2.2 Caso 5: "Equilibrado" | 60% Penetración PV

En este caso, la generación PV representa el 60% del valor de consumo para cada nudo, junto con cargas equilibradas que resultan en un sistema bastante equilibrado. La red de estudio seguirá un comportamiento similar al visto en la sección anterior (Subsección 5.2.1), pero con algunas diferencias. Una vez más, y según la Tabla 5.18, la caída de tensión será prácticamente nula, y en contraste con el caso anterior, el nivel de tensión aumentará para todos los nudos ligeramente.

Las corrientes en las líneas de cabecera, como se muestra en la Tabla 5.19, se han reducido bastante gracias a la mayor contribución de la generación distribuida. En comparación con el caso anterior, las intensidades se han reducido en un 40%, lo que se traduce directamente en una disminución de la corriente demandada en el transformador, que pasa de 2.8 A a 1.8 A, tal y como se muestra en la Tabla 5.20. Todo esto dará lugar a una disminución de las pérdidas, las cuales se sitúan por debajo de los 0.7 kW según los datos proporcionados en la Tabla 5.21.

Al comparar los resultados de este caso entre los diferentes métodos utilizados para calcular los datos estadísticos de las variables de salida, se observa que la diferencia entre SMC y los métodos analíticos MDP sigue mostrando aproximaciones similares a las mencionadas en el caso anterior (Subsección 5.2.1). Nuevamente, MDP con concentración  $2m$  parece ser más preciso y robusto que MDP con concentración  $2m + 1$ , al menos en las tensiones. Sin embargo, con las intensidades, especialmente a la vista de los datos de la Tabla 5.20, parece que la aproximación de MDP  $2m + 1$  es mejor, con errores varias órdenes de magnitud inferiores al caso de concentración  $2m$ . Esta diferencia de aproximación se ilustra en la Figura 5.12 con la comparación de la función de densidad de corriente del transformador, aunque apenas es diferenciable debido a que todos estos errores se encuentran por debajo del 0.02%. De igual forma, hay errores no admisibles para las tensiones e intensidades de neutro para el caso MDP con concentración  $2m + 1$ , mientras que MDP con concentración  $2m$  también da errores altos para estas variables, aunque son algo menores.

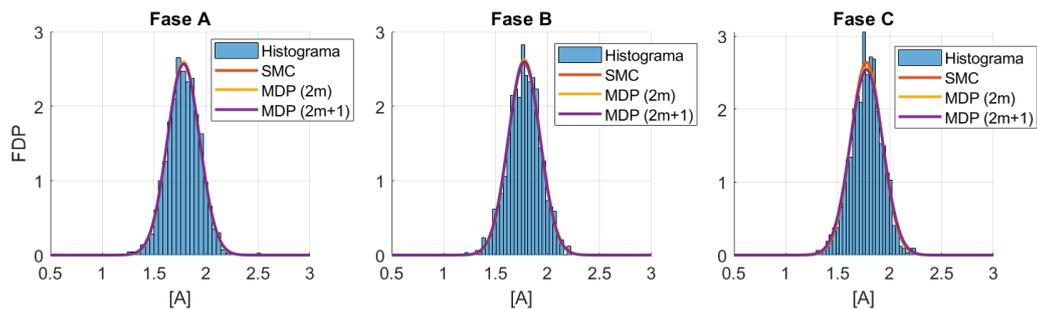


Figura 5.12 Caso 5: FDP de corriente del transformador para las 16:00 horas.

Tabla 5.18 Caso 5: Comparación FDP tensión para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	229.130	0.219	229.130	0.223	2.474e-6	229.121	0.223	2.624e-3
	B	229.132	0.213	229.131	0.214	1.585e-5	229.131	0.214	1.114e-3
	C	229.141	0.216	229.141	0.218	1.765e-5	229.143	0.218	1.091e-3
	N	1.565e-5	8.135e-6	1.579e-5	8.629e-6	0.934	3.748e-5	3.288e-5	139.541
C12	A	225.600	0.534	225.602	0.533	5.064e-5	225.612	0.532	2.846e-4
	B	225.621	0.514	225.621	0.522	3.1474e-5	225.621	0.522	1.396e-3
	C	225.760	0.507	225.760	0.509	2.465e-5	225.760	0.509	1.848e-3
	N	0.626	0.325	0.527	0.482	15.883	1.085	0.818	73.271
C13	A	225.603	0.528	225.602	0.534	5.743e-5	225.622	0.534	9.978e-4
	B	225.621	0.513	225.621	0.521	3.189e-5	225.621	0.520	6.581e-4
	C	225.813	0.491	225.812	0.496	1.774e-5	225.810	0.495	4.586e-4
	N	0.632	0.332	0.550	0.463	12.957	0.882	0.512	39.524
C14	A	226.091	0.472	226.090	0.483	4.662e-5	226.081	0.482	2.198e-3
	B	226.111	0.469	226.111	0.471	3.863e-5	226.121	0.471	2.539e-3
	C	226.192	0.468	226.191	0.475	1.103e-5	226.200	0.474	1.743e-3
	N	0.540	0.274	0.442	0.432	18.045	1.025	0.818	89.919
C17	A	226.291	0.423	226.290	0.430	9.426e-6	226.292	0.430	1.498e-3
	B	226.282	0.416	226.281	0.421	5.998e-5	226.271	0.421	2.508e-3
	C	226.321	0.425	226.322	0.424	8.826e-6	226.320	0.424	2.570e-3
	N	0.448	0.227	0.401	0.314	10.524	1.325	1.224	195.571
C18	A	225.541	0.579	225.543	0.584	4.059e-5	225.543	0.583	4.778e-4
	B	225.512	0.566	225.514	0.574	5.196e-5	225.512	0.573	2.346e-4
	C	225.553	0.580	225.550	0.580	5.735e-6	225.550	0.579	1.562e-3
	N	0.729	0.365	0.508	0.644	30.254	1.770	1.569	142.781
C19	A	226.191	0.420	226.190	0.435	1.182e-5	226.181	0.435	2.221e-3
	B	226.172	0.415	226.172	0.427	6.315e-5	226.170	0.427	8.387e-4
	C	226.221	0.430	226.221	0.427	3.186e-5	226.224	0.427	7.617e-4
	N	0.457	0.226	0.416	0.319	8.910	1.314	1.205	187.541
C20	A	226.300	0.399	226.304	0.411	5.832e-5	226.311	0.411	1.939e-3
	B	226.291	0.391	226.290	0.403	6.648e-5	226.281	0.402	62.067e-3
	C	226.330	0.406	226.331	0.404	6.673e-6	226.343	0.403	1.919e-3
	N	0.413	0.206	0.401	0.249	2.879	1.272	1.181	208.250

**Tabla 5.19** Caso 5: Comparación FDP corriente para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
L1	A	44.927	4.291	44.928	4.348	2.138e-3	44.927	4.344	3.840e-5
	B	44.909	4.256	44.911	4.279	3.212e-3	44.909	4.275	7.191e-4
	C	43.896	4.223	43.896	4.228	8.705e-4	43.896	4.224	6.238e-5
	N	6.413	3.331	6.410	3.672	0.049	14.718	12.733	129.480
L3	A	20.391	2.757	20.391	2.700	9.587e-4	20.391	2.697	4.167e-4
	B	20.628	2.627	20.629	2.671	3.802e-3	20.628	2.668	1.312e-3
	C	20.663	2.666	20.663	2.692	1.454e-3	20.663	2.689	9.526e-4
	N	4.069	2.079	2.986	3.514	26.626	9.786	8.634	140.471
L5	A	8.319	1.435	8.320	1.440	4.823e-3	8.319	1.440	2.706e-4
	B	8.408	1.402	8.409	1.431	6.392e-3	8.409	1.431	3.635e-3
	C	8.392	1.403	8.393	1.419	2.065e-3	8.393	1.419	7.820e-4
	N	2.155	1.097	1.226	2.138	43.104	4.443	3.697	106.141
L9	A	24.537	3.348	24.538	3.361	3.109e-3	24.537	3.359	1.474e-3
	B	24.281	3.333	24.282	3.297	2.697e-3	24.282	3.295	2.347e-3
	C	23.233	3.218	23.233	3.214	3.965e-4	23.233	3.213	6.462e-5
	N	5.066	2.602	4.107	4.038	18.926	8.593	6.380	69.612
L14	A	12.071	2.304	12.073	2.253	0.015	12.070	2.261	7.723e-3
	B	12.220	2.193	12.222	2.235	2.024e-3	12.219	2.232	4.532e-3
	C	12.271	2.236	12.271	2.266	1.004e-3	12.271	2.263	4.089e-3
	N	3.442	1.715	1.816	3.422	47.247	6.233	4.888	81.096

**Tabla 5.20** Caso 5: Comparación FDP corriente transformador para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)
Trafo	A	1.782	0.155	1.782	0.153	0.015	1.782	0.155	3.384e-3
	B	1.775	0.154	1.775	0.152	0.015	1.775	0.153	7.382e-3
	C	1.776	0.151	1.776	0.155	6.751e-3	1.776	0.157	4.884e-3

**Tabla 5.21** Caso 5: Comparación FDP pérdidas totales para las 16:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	676.771	68.692	677.100	70.547	0.048	677.051	64.427	0.041

### 5.2.3 Caso 6: Desequilibrado | Carga 50/20/30 | 80% Penetración PV

En este escenario, la generación PV representa el 80% del valor de consumo para cada nudo, y las cargas se encuentran desequilibradas, distribuyendo la potencia de consumo de cada nudo un 50% para la fase A, un 20% para la fase B y un 30% para la fase C. Al igual que los casos anteriores, la red de estudio se convertirá en una red activa debido a la inyección de corriente mediante la contribución de generación distribuida. Sin embargo, este aspecto dará lugar a un comportamiento de la red distinto en comparación con el tercer caso de la Subsección 5.1.3.

La Tabla 5.22 muestra un desequilibrio de tensiones, el cual va aumentando a medida que se va alejando del transformador de cabecera, observando unas tensiones de neutro que parte de un valor prácticamente nulo y que van aumentando ligeramente en los nudos más distantes. La Figura 5.14 muestra este desequilibrio de tensiones para uno de los nudos más alejados de la red (nudo C20). Por otro lado, la contribución del 80% respecto al consumo da lugar a una menor caída de tensión en las líneas de la red, lo que se traduce en un aumento de tensiones respecto la Tabla 5.10. A pesar de ser máxima la inyección de generación distribuida, los resultados de tensión de los nudos más característicos de la red presentan respecto al caso anterior unos niveles de tensión ligeramente inferiores para todos los nudos.

En cuanto a las corrientes de las líneas de cabecera, se han visto gravemente afectadas debido al desequilibrio tan acusado en los consumos, observando a la vista de la Tabla 5.23 unas corrientes que duplican el nivel de intensidad para la fase A respecto al caso anterior, y una corrientes de neutro con valores muy considerables. Destaca que, en todas las líneas, la intensidad de neutro supera la intensidad de cualquiera de las fases. Además, a pesar de que el nivel de carga correspondiente a la fase B es el más bajo (un 20% de la potencia de consumo), su intensidad es mayor que la de la fase C, que tiene un mayor nivel de carga (un 30% de la potencia de consumo). Esto se debe a que la producción PV supera al consumo para dicha fase, generando un excedente y derivándolo aguas arriba hacia el transformador. Todos estos fenómenos se muestran en la Figura 5.15 la cual representa las corrientes para la línea L1 y su ajuste a la función de densidad asociada. Finalmente, todo esto se traduce en una demanda de corriente del transformador muy desequilibrada según se muestra en la Tabla 5.24 y la Figura 5.13, y en una pérdidas totales que ascienden hasta los 1.5 kW, según los datos proporcionados en la Tabla 5.25.

Al comparar los resultados de este caso entre los diferentes métodos utilizados para calcular los datos estadísticos de las variables de salida, se mantiene la tendencia de que MDP con concentración  $2m$  parece ser más preciso y repetitivo que MDP con concentración  $2m + 1$ , tal y como se mencionó en casos anteriores. Sin embargo, para las intensidades (especialmente según los datos de la Tabla 5.24), parece que nuevamente la aproximación de MPD  $2m + 1$  es mejor, con errores varias órdenes de magnitud inferiores al caso de concentración  $2m$ . Sin embargo, si se pueden observar errores inadmisibles para los errores en las aproximaciones de las corrientes, sobre todo para la fase C, principalmente cuando esta tiende a cero.

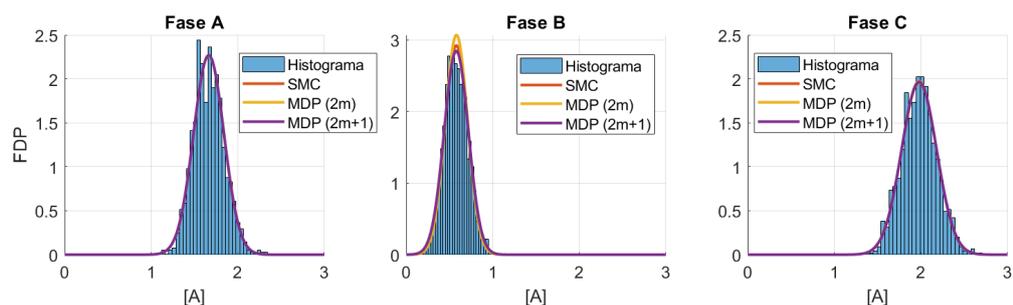


Figura 5.13 Caso 6: FDP de corriente del transformador para las 16:00 horas.

Tabla 5.22 Caso 6: Comparación FDP tensión para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	227.701	0.318	227.702	0.319	3.576e-5	227.711	0.319	2.565e-3
	B	231.952	0.243	231.950	0.244	4.273e-6	231.951	0.244	1.759e-4
	C	230.641	0.260	230.641	0.258	6.476e-8	230.650	0.258	2.525e-3
	N	2.373e-4	1.754e-5	2.373e-4	1.769e-5	6.879e-3	2.373e-4	1.769e-5	6.019e-3
C12	A	221.081	0.779	221.081	0.780	6.312e-5	221.071	0.779	3.146e-3
	B	234.022	0.533	234.022	0.552	5.762e-5	234.021	0.551	1.646e-4
	C	229.941	0.590	229.941	0.592	3.245e-5	229.951	0.591	1.207e-3
	N	7.752	0.677	7.753	0.673	9.032e-3	7.752	0.674	2.699e-3
C13	A	221.081	0.784	221.081	0.781	8.699e-5	221.081	0.779	2.890e-3
	B	234.030	0.537	234.032	0.556	7.198e-5	234.042	0.555	2.011e-3
	C	229.892	0.581	229.890	0.585	1.072e-5	229.880	0.585	2.724e-3
	N	7.754	0.675	7.754	0.674	3.501e-3	7.753	0.675	3.663e-3
C14	A	222.021	0.723	222.021	0.720	8.037e-5	222.021	0.719	2.606e-3
	B	233.741	0.504	233.742	0.512	4.317e-5	233.752	0.512	2.511e-3
	C	230.072	0.549	230.071	0.546	2.405e-6	230.070	0.545	1.417e-3
	N	6.660	0.599	6.661	0.595	7.716e-3	6.660	0.597	7.784e-4
C17	A	222.341	0.657	222.340	0.660	6.835e-5	222.331	0.659	1.299e-3
	B	233.641	0.439	233.640	0.448	5.878e-5	233.633	0.448	3.049e-3
	C	230.133	0.495	230.133	0.488	7.452e-6	230.140	0.488	2.697e-3
	N	6.246	0.510	6.246	0.509	3.817e-3	6.246	0.509	1.358e-3
C18	A	220.891	0.909	220.890	0.917	7.184e-5	220.891	0.914	1.445e-3
	B	234.080	0.594	234.080	0.605	8.864e-5	234.081	0.604	1.947e-3
	C	230.003	0.677	230.012	0.667	4.729e-6	230.014	0.666	7.663e-4
	N	7.945	0.829	7.946	0.81593	0.015	7.945	0.821	4.416e-4
C19	A	222.151	0.646	222.151	0.654	8.136e-5	222.151	0.652	2.776e-3
	B	233.712	0.443	233.711	0.455	9.569e-5	233.702	0.454	2.955e-3
	C	230.121	0.503	230.122	0.504	8.231e-7	230.121	0.503	5.645e-4
	N	6.467	0.493	6.467	0.511	5.764e-3	6.467	0.511	1.083e-3
C20	A	222.371	0.608	222.371	0.618	7.332e-5	222.381	0.616	2.605e-3
	B	233.642	0.422	233.642	0.428	8.065e-5	233.642	0.428	7.409e-4
	C	230.130	0.471	230.133	0.469	2.336e-5	230.140	0.468	1.803e-3
	N	6.212	0.450	6.212	0.462	2.583e-3	6.212	0.462	1.867e-3

**Tabla 5.23** Caso 6: Comparación FDP corriente para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
L1	A	84.559	6.535	84.560	6.619	1.845e-3	84.557	6.602	1.867e-3
	B	26.723	4.368	26.721	4.488	6.134e-3	26.721	4.484	5.759e-3
	C	8.631	4.522	8.916	3.955	3.301	8.447	4.872	2.129
	N	98.388	7.199	98.395	7.265	7.538e-3	98.391	7.260	2.824e-3
L3	A	38.693	4.218	38.694	4.229	1.882e-3	38.692	4.217	3.767e-3
	B	12.237	2.789	12.294	2.519	0.469	12.236	2.788	1.897e-3
	C	3.862	2.625	3.988	2.419	3.255	3.575	2.992	7.434
	N	45.176	4.614	45.174	4.596	3.835e-3	45.170	4.611	0.013
L5	A	15.662	2.069	15.662	2.099	1.080e-3	15.663	2.098	3.356e-3
	B	5.052	1.528	5.131	1.199	1.564	5.048	1.512	0.082
	C	1.827	1.266	1.720	1.422	5.855	1.753	1.380	4.041
	N	18.394	2.246	18.395	2.312	1.326e-3	18.392	2.332	0.011
L9	A	45.866	5.001	45.867	4.940	1.812e-3	45.864	4.930	3.906e-3
	B	14.486	3.515	14.516	3.414	0.207	14.486	3.539	5.266e-3
	C	5.330	3.256	5.593	2.744	4.925	4.990	3.727	6.386
	N	53.401	5.572	53.401	5.475	1.908e-3	53.397	5.491	6.627e-3
L14	A	23.031	3.651	23.032	3.608	2.420e-3	23.030	3.596	5.515e-3
	B	7.188	2.343	7.353	1.775	2.295	7.188	2.354	4.322e-3
	C	2.656	1.984	2.504	2.174	5.726	2.636	2.007	0.746
	N	26.922	4.005	26.935	3.851	0.047	26.921	3.920	4.154e-3

**Tabla 5.24** Caso 6: Comparación FDP corriente transformador para las 16:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)
Trafo	A	1.665	0.176	1.665	0.17619	0.0109	1.665	0.176	0.0165
	B	0.578	0.136	0.580	0.12993	0.294	0.578	0.140	0.117
	C	1.979	0.204	1.978	0.20237	8.635e-4	1.978	0.203	3.594e-3

**Tabla 5.25** Caso 6: Comparación FDP pérdidas totales para las 16:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	1543.401	206.021	1543.602	210.991	0.013	1543.403	203.381	8.614e-4

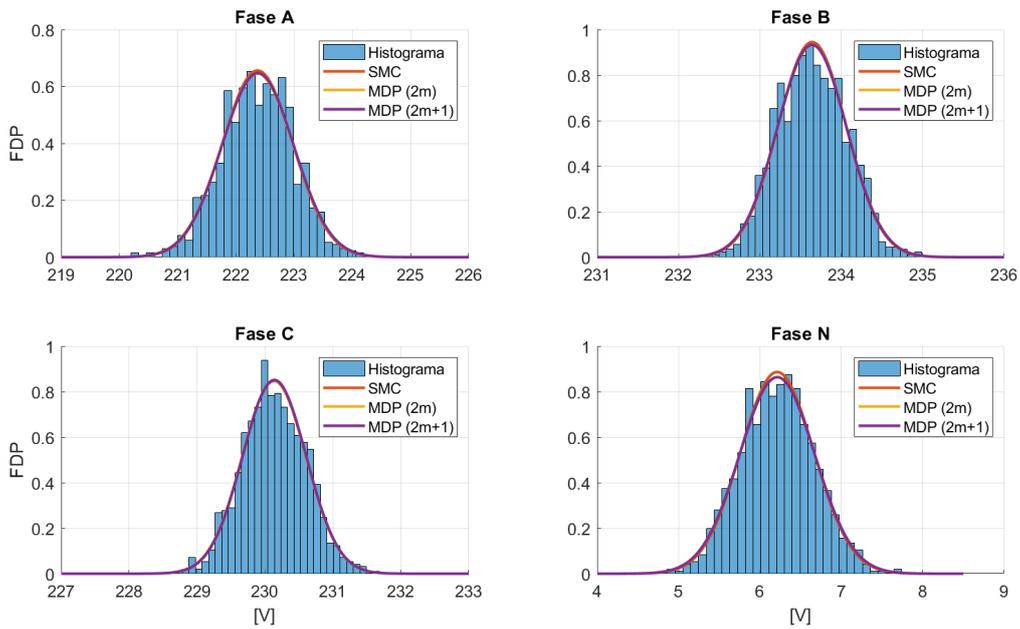


Figura 5.14 Caso 6: FDP de tensión del nudo C20 para las 16:00 horas.

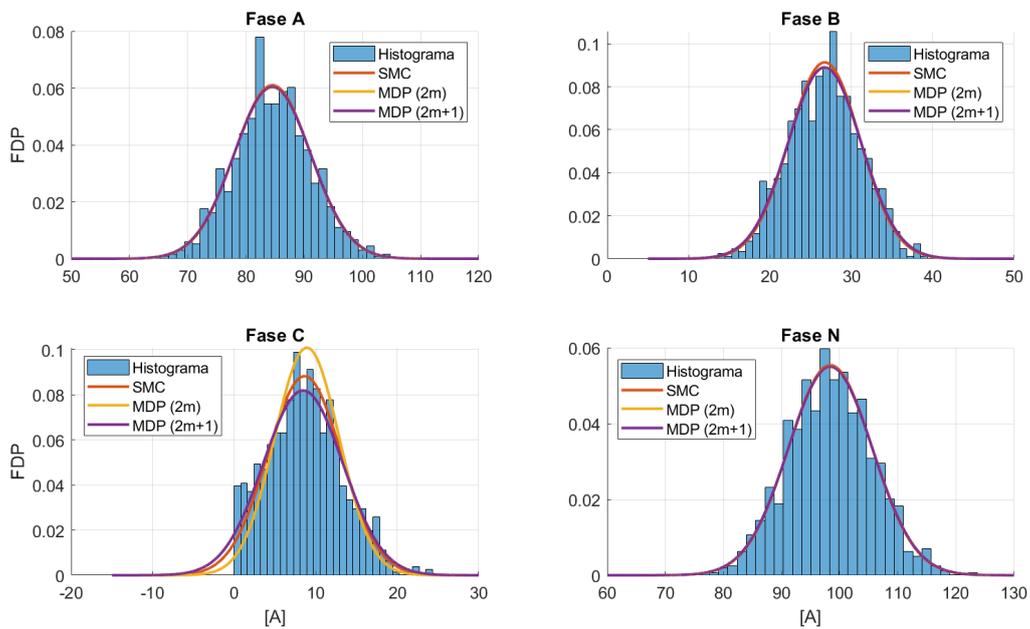


Figura 5.15 Caso 6: FDP de corriente de la línea L1 para las 16:00 horas.

### 5.3 Escenarios con Carga, Generación PV y Consumo VE

Para este último análisis, se mantiene el consumo correspondiente a las cargas definidas en la Sección 4.2 y la generación PV descrita en la Sección 4.3. Se incorporará una nueva variable de entrada con incertidumbre para simular el consumo de carga del vehículo eléctrico (VE) visto en la Sección 4.4. El intervalo horario seleccionado para el estudio es a las 18:00 horas, momento en el cual el perfil de carga de la demanda, como se muestra en la Tabla 4.5, alcanza su máximo, siendo de 1.00 p.u. Se mantiene una producción PV considerable, con una magnitud del 80% respecto al valor de carga de cada nudo.

La inclusión de nuevos consumos asociados al VE generará un perfil de carga de la red bastante cargado, en el cual participará la generación PV. Una vez más, el comportamiento de la red será poco predecible al tratarse de una red activa. La introducción de nuevas variables aleatorias de entrada complicará la precisión en la aproximación de los resultados de los métodos analíticos implementados. Para comparar estos métodos MDP con respecto al método numérico SMC, se analizará el comportamiento de la red a través de variables de salida ya examinadas en secciones anteriores: módulos de tensión de los nudos más significativos, módulos de intensidad de las ramas de cabecera, intensidad de primario del transformador y pérdidas totales de la red. Todas estas variables estarán asociadas a funciones de probabilidad de distribución normal, definidas mediante la media y la desviación estándar.

#### 5.3.1 Caso 7: "Equilibrado" | 80% Penetración PV

En este caso de análisis, todas las cargas, la generación PV y los consumos del vehículo eléctrico (VE) serán equilibrados. Aunque se busca un escenario perfectamente "equilibrado", persiste un pequeño desequilibrio, como se ha discutido anteriormente en las secciones Subsección 5.1.1 y Subsección 5.2.1, debido al acoplamiento asimétrico entre las líneas aéreas de la red. Este ligero desequilibrio afectará principalmente a las intensidades de fase y, especialmente, a las corrientes de neutro. La información estadística de las variables de salida proporcionada por SMC y MDP se comparará mediante el error relativo definido en la expresión (5.1) vista anteriormente.

En cuanto al comportamiento de la red, la Tabla 5.26 muestra las tensiones de los nudos más relevantes que albergan cargas, generación PV y consumos del VE. Se observa una pequeña caída de tensión desde el nudo C1 hacia los demás, manteniendo un perfil de tensiones bastante plano y equilibrado en el resto de los nudos, con tensiones de neutro prácticamente nulas. Este comportamiento es similar al observado en la Sección 5.2 gracias a la inyección de corrientes de la generación distribuida.

Por otro lado, las corrientes que circulan por las líneas de cabecera de la Tabla 5.27 presentan un perfil similar al comportamiento mostrado en los casos anteriores de la Sección 5.2, resaltando el desequilibrio que induce corrientes de neutro diferentes de cero pero muy cercanas a dicho valor. A pesar de ello, las intensidades de fase exhiben magnitudes bastante equilibradas, con un ligero desequilibrio en L1 y L9. A diferencia de los casos de las Subsección 5.1.1, al existir generación distribuida, las corrientes se han reducido considerablemente, aunque son ligeramente mayores al caso de la Subsección 5.2.1 debido al intervalo horario simulado, donde el perfil de carga es máximo y la generación PV es menor. Sin embargo, las corrientes en el lado primario del transformador de la Tabla 5.28 presentan un desequilibrio prácticamente inexistente, con pérdidas totales por debajo de los 4 kW.

Desde el punto de vista estadístico, nuevamente se evidencia una gran similitud entre los datos obtenidos por SMC y los métodos MDP. No hay grandes diferencias en los resultados de tensiones e intensidades para las fases A, B y C, con errores relativos respecto al valor medio de SMC prácticamente nulos. En este caso, el método MDP con concentración  $2m$  parece ser algo más preciso que MDP  $2m + 1$  para las tensiones, mientras que en las intensidades ocurre lo contrario. Sin embargo, la excepción se encuentra en las tensiones e intensidades de neutro, donde ambos métodos no logran aproximar correctamente los resultados, repitiendo el mismo fenómeno observado en la Subsección 5.1.1 y la Subsección 5.2.1 cuando estos valores tienden a cero. En la Tabla 5.26, se observa que para las tensiones de neutro, los errores son superiores al 30% en el caso de MDP con concentración  $2m$ , mientras que para MDP con concentración  $2m + 1$ , los errores superan el 240%. Este fenómeno también se repite en las intensidades de neutro. En la Tabla 5.27, se observa que los errores superan el 50% para MDP  $2m$ , y el 170% para MDP  $2m + 1$ . Este aumento del error de aproximación se asocia en gran medida al aumento de variables aleatorias de entrada. Estos resultados se reflejan en los ajustes de las distribuciones de las tensiones e intensidades de neutro para cualquier nudo en estas condiciones de equilibrio. La Figura 5.16 muestra la función de densidad para las tensiones del nudo más alejado de la red C20, y la Figura 5.17 muestra la función de densidad de corriente para la rama de cabecera L1.

En cuanto a la eficiencia de los métodos analíticos MDP en comparación con SMC, para el caso de cargas y generación PV en la red de estudio, y generando 1000 escenarios, SMC realiza un total de 1000 simulaciones e iteraciones. Por otro lado, MDP con concentración  $2m$  realiza 144 simulaciones y 72 iteraciones, mientras que para concentración  $2m + 1$ , estos valores ascienden a 216 simulaciones y 72 iteraciones. Aunque se han triplicado las variables aleatorias de entrada, lo cual afecta directamente a ambos métodos MDP, nuevamente SMC no se ha visto afectado. Sin embargo, persiste una gran eficiencia de cálculo entre SMC y MDP, principalmente en términos de tiempo de cálculo, aunque no siempre se garantizan resultados fiables. No obstante, MDP con concentración  $2m$  demuestra, basándose en observaciones anteriores, haber sido más preciso y repetitivo que MDP con concentración  $2m + 1$ .

**Tabla 5.26** Caso 7: Comparación FDP tensión para las 18:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
C1	A	226.911	0.342	226.911	0.348	3.438e-5	226.910	0.347	4.448e-3
	B	226.912	0.333	226.933	0.334	3.778e-5	226.891	0.334	3.364e-3
	C	226.911	0.337	226.912	0.339	4.362e-6	226.905	0.338	2.121e-3
	N	2.513e-5	1.294e-5	2.151e-5	1.911e-5	14.459	7.162e-5	6.563e-5	184.931
C12	A	218.751	0.859	218.752	0.862	7.921e-5	218.753	0.859	6.976e-4
	B	218.772	0.834	218.771	0.842	1.367e-4	218.762	0.839	4.461e-3
	C	218.911	0.833	218.904	0.830	3.016e-5	218.911	0.828	3.499e-3
	N	0.993	0.512	0.711	0.876	28.389	1.992	1.644	100.590
C13	A	218.741	0.854	218.743	0.865	9.558e-5	218.741	0.862	2.289e-3
	B	218.782	0.832	218.781	0.840	1.139e-4	218.782	0.837	9.258e-4
	C	218.952	0.814	218.951	0.817	2.995e-5	218.961	0.815	2.716e-3
	N	0.994	0.524	0.728	0.862	26.702	1.725	1.307	73.504
C14	A	219.873	0.758	219.871	0.775	1.239e-4	219.860	0.773	3.772e-3
	B	219.911	0.755	219.913	0.758	9.264e-5	219.904	0.756	4.484e-3
	C	219.971	0.764	219.972	0.769	4.021e-5	219.981	0.767	5.238e-3
	N	0.852	0.435	0.601	0.771	29.544	1.858	1.582	117.941
C17	A	220.152	0.680	220.152	0.697	9.281e-5	220.151	0.695	7.193e-4
	B	220.132	0.682	220.131	0.682	1.238e-4	220.132	0.680	2.090e-3
	C	220.161	0.693	220.164	0.689	5.467e-5	220.162	0.686	2.189e-3
	N	0.718	0.367	0.554	0.601	22.902	2.318	2.170	222.732
C18	A	218.471	0.933	218.460	0.948	1.239e-4	218.452	0.943	4.654e-3
	B	218.420	0.923	218.420	0.928	1.580e-4	218.411	0.924	1.407e-3
	C	218.450	0.942	218.451	0.942	8.475e-5	218.440	0.937	4.555e-3
	N	1.162	0.584	0.703	1.108	39.486	2.838	2.520	144.331
C19	A	219.811	0.677	219.822	0.703	1.253e-4	219.810	0.701	8.273e-4
	B	219.783	0.681	219.781	0.688	9.476e-5	219.792	0.687	4.720e-3
	C	219.822	0.699	219.822	0.691	6.066e-5	219.821	0.689	2.094e-3
	N	0.734	0.361	0.575	0.605	21.671	2.328	2.174	217.251
C20	A	220.103	0.643	220.103	0.665	9.438e-5	220.103	0.663	1.374e-3
	B	220.091	0.640	220.092	0.650	1.072e-4	220.081	0.649	2.389e-3
	C	220.123	0.662	220.120	0.653	3.038e-5	220.111	0.651	2.934e-3
	N	0.662	0.331	0.553	0.512	16.478	2.263	2.135	241.761

**Tabla 5.27** Caso 7: Comparación FDP corriente para las 18:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
L1	A	105.341	6.969	105.351	7.087	2.266e-3	105.341	7.061	3.601e-4
	B	105.312	6.973	105.331	6.955	2.659e-3	105.312	6.930	7.982e-3
	C	104.342	6.966	104.342	6.951	9.218e-4	104.343	6.925	1.116e-3
	N	10.302	5.280	8.744	7.916	15.118	28.424	25.881	175.902
L3	A	49.602	4.423	49.603	4.368	2.134e-3	49.601	4.349	1.369e-3
	B	49.982	4.259	49.984	4.304	3.600e-3	49.983	4.287	1.398e-3
	C	50.009	4.306	50.011	4.350	1.704e-3	50.011	4.331	2.712e-4
	N	6.488	3.328	4.127	6.081	36.391	15.554	13.726	139.731
L5	A	21.252	2.258	21.253	2.272	3.093e-3	21.253	2.271	8.978e-4
	B	21.369	2.223	21.372	2.248	3.221e-3	21.369	2.248	3.857e-4
	C	21.367	2.206	21.367	2.233	8.776e-6	21.367	2.232	9.862e-4
	N	3.392	1.715	1.695	3.461	50.023	7.2601	6.155	114.011
L9	A	55.742	5.359	55.744	5.390	2.550e-3	55.743	5.375	1.115e-3
	B	55.317	5.308	55.318	5.275	2.037e-3	55.317	5.261	9.217e-5
	C	54.328	5.269	54.328	5.234	5.167e-4	54.327	5.219	1.819e-3
	N	7.948	4.110	5.310	7.322	33.189	15.462	12.563	94.544
L14	A	28.351	3.676	28.352	3.636	6.225e-3	28.351	3.625	1.439e-3
	B	28.613	3.521	28.615	3.578	7.682e-3	28.615	3.566	5.141e-3
	C	28.643	3.586	28.645	3.639	7.041e-3	28.644	3.627	3.088e-3
	N	5.449	2.731	2.497	5.632	54.182	9.964	7.859	82.853

**Tabla 5.28** Caso 7: Comparación FDP corriente transformador para las 18:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)
Trafo	A	4.108	0.2416	4.108	0.238	7.083e-3	4.108	0.240	6.107e-3
	B	4.105	0.23992	4.105	0.236	5.687e-3	4.105	0.237	3.395e-3
	C	4.106	0.23504	4.106	0.241	2.944e-3	4.106	0.242	1.565e-3

**Tabla 5.29** Caso 7: Comparación FDP pérdidas totales para las 18:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	3622.021	253.742	3622.921	268.561	0.0236	3622.411	244.223	0.011

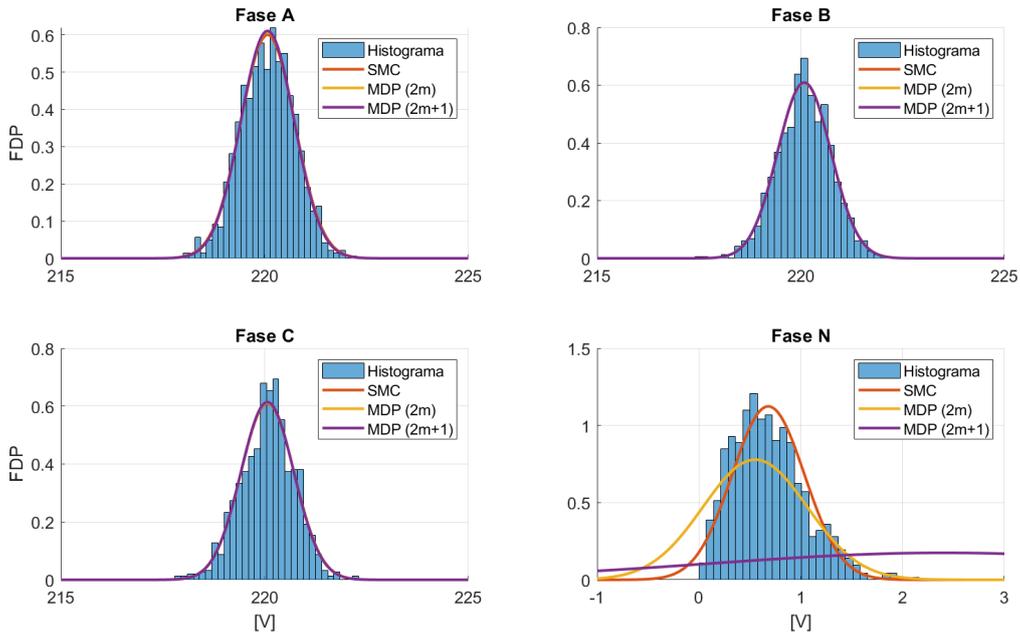


Figura 5.16 Caso 7: FDP de tensión del nudo C20 para las 18:00 horas.

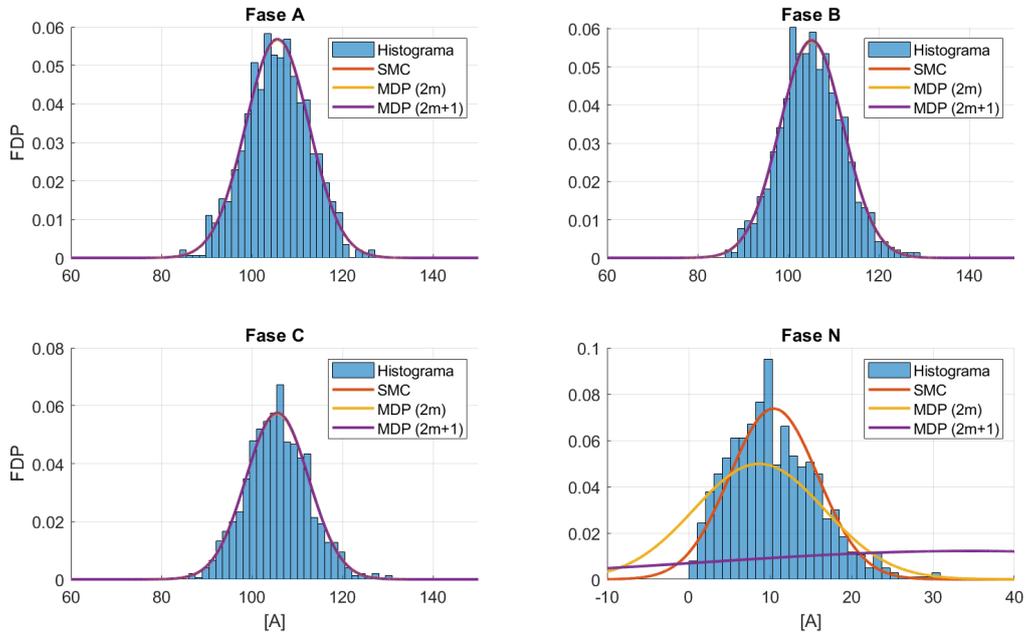


Figura 5.17 Caso 7: FDP de corriente de la línea L1 para las 18:00 horas.

### 5.3.2 Caso 8: Desequilibrado | Carga 40/30/30 | 80% Penetración PV | Consumo VE 50/20/30

En este escenario, se ha introducido un desequilibrio en el perfil de cargas, distribuyendo la potencia de consumo de cada nudo de manera desigual. Además, se ha acentuado el desequilibrio al asignar porcentajes distintos de la potencia de consumo de vehículos eléctricos (VE) a cada fase. En este caso, se espera un impacto significativo en tensiones, corrientes y pérdidas, exacerbado por el acoplamiento asimétrico entre las líneas aéreas de la red.

El desequilibrio generado en las tensiones e intensidades se refleja en la Tabla 5.30 y la Tabla 5.31, donde se observa un valor no nulo pero cercano a cero para las tensiones de neutro debido a la conexión a tierra del transformador de cabecera. A pesar de ello, las corrientes de neutro exhiben valores considerables y un desequilibrio marcado, como se ilustra en la Figura 5.19 para la línea L1.

En la Tabla 5.32, se presenta la corriente de primario que atraviesa el transformador de cabecera, evidenciando un ligero desbalance entre las intensidades del feeder de alimentación de MT. La Figura 5.18 detalla este desequilibrio mediante la función de densidad asociada a cada fase del transformador de cabecera. Además, las pérdidas totales del sistema, expuestas en la Tabla 5.33, superan los 4 kW, marcando un aumento con respecto al caso anteriormente equilibrado.

Desde una perspectiva estadística, los resultados de SMC y ambos métodos MDP son prácticamente idénticos en este escenario desequilibrado. La presencia de tensiones y corrientes de neutro no nulas contribuye a resultados más precisos, con errores máximos inferiores al 0.1% para las tensiones y al 0.2% para las corrientes, según se muestra en la Tabla 5.30 y la Tabla 5.31. La Figura 5.19 y la Figura 5.20, correspondientes a las funciones de densidad para las tensiones del nudo C20 y las corrientes de la línea L1, respaldan estos resultados al exhibir un ajuste notable en dichas funciones de densidad.

En cuanto al método analítico más preciso, el MDP de concentración  $2m$  destaca por su precisión, aunque en la mayoría de casos y para diversas variables aleatorias de entrada, el MDP de concentración  $2m + 1$  muestra unos errores algo menores, demostrando mejores resultados para casos donde el número variables aleatorias de entrada es mayor.

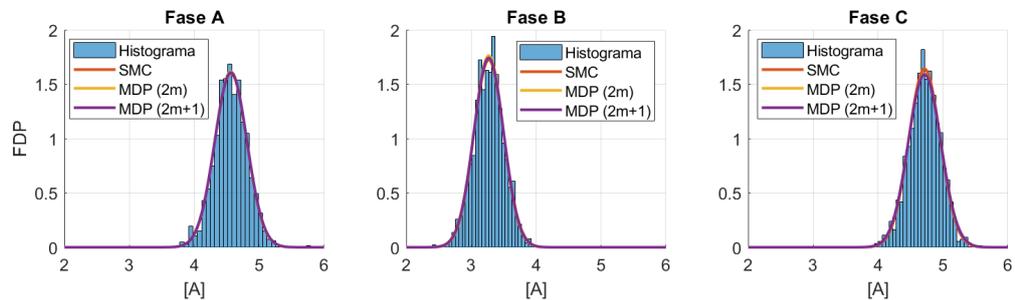


Figura 5.18 Caso 8: FDP de corriente del transformador para las 18:00 horas.

Tabla 5.30 Caso 8: Comparación FDP tensión para las 18:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1			
	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	
C1	A	225.221	0.372	225.221	0.378	9.662e-5	225.231	0.378	4.061e-3
	B	227.752	0.322	227.753	0.322	2.213e-5	227.763	0.322	2.534e-3
	C	227.631	0.325	227.631	0.326	1.539e-5	227.643	0.326	5.252e-3
	N	1.986e-4	2.254e-5	1.987e-4	2.291e-5	9.346e-3	1.987e-4	2.296e-5	0.037
C12	A	212.612	1.003	212.611	1.003	5.901e-4	212.621	1.002	1.850e-3
	B	222.131	0.774	222.133	0.780	1.388e-4	222.131	0.778	1.927e-3
	C	221.192	0.792	221.193	0.786	6.896e-6	221.203	0.785	4.564e-3
	N	6.356	0.887	6.356	0.887	1.378e-3	6.361	0.896	0.074
C13	A	212.610	0.995	212.611	1.005	5.603e-4	212.610	1.005	5.024e-3
	B	222.142	0.772	222.141	0.779	1.368e-4	222.130	0.777	3.519e-3
	C	221.231	0.776	221.230	0.776	1.692e-5	221.231	0.774	1.658e-3
	N	6.372	0.893	6.371	0.888	4.422e-3	6.376	0.898	0.069
C14	A	214.361	0.881	214.362	0.897	4.420e-4	214.361	0.896	3.665e-4
	B	222.911	0.704	222.911	0.706	9.608e-5	222.913	0.704	1.392e-4
	C	222.042	0.727	222.041	0.729	5.559e-5	222.051	0.728	4.360e-3
	N	5.467	0.744	5.467	0.756	0.014	5.471	0.764	0.084
C17	A	214.781	0.793	214.781	0.811	4.420e-4	214.762	0.808	6.259e-3
	B	223.083	0.636	223.084	0.63	1.309e-4	223.083	0.633	1.457e-3
	C	222.191	0.656	222.191	0.651	6.812e-5	222.223	0.649	4.813e-3
	N	5.212	0.640	5.212	0.643	9.032e-3	5.217	0.647	0.089
C18	A	212.141	1.089	212.141	1.105	5.859e-4	212.141	1.099	6.263e-4
	B	221.904	0.857	221.902	0.860	1.833e-4	221.902	0.857	1.166e-3
	C	220.811	0.894	220.812	0.891	1.018e-4	220.801	0.887	4.268e-3
	N	6.530	1.018	6.534	0.996	0.069	6.535	1.027	0.075
C19	A	214.241	0.788	214.241	0.815	3.775e-4	214.251	0.814	2.939e-3
	B	222.852	0.635	222.851	0.641	1.243e-4	222.841	0.639	3.609e-3
	C	221.911	0.664	221.904	0.653	3.903e-5	221.891	0.652	3.638e-3
	N	5.487	0.646	5.488	0.656	0.012	5.493	0.660	0.094
C20	A	214.713	0.748	214.711	0.771	3.899e-4	214.711	0.769	2.097e-3
	B	223.050	0.598	223.051	0.606	1.275e-4	223.062	0.60	2.419e-3
	C	222.153	0.629	222.153	0.617	3.617e-5	222.142	0.616	2.512e-3
	N	5.259	0.589	5.259	0.597	6.134e-3	5.264	0.599	0.094

**Tabla 5.31** Caso 8: Comparación FDP corriente para las 18:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)	$\mu$ [V]	$\sigma$ [V]	Error (%)
L1	A	162.931	8.263	162.921	8.385	6.910e-3	163.001	8.369	0.043
	B	72.757	6.424	72.762	6.398	4.495e-3	72.751	6.381	8.244e-3
	C	84.116	6.601	84.117	6.554	1.270e-3	84.104	6.536	0.013
	N	81.498	9.226	81.495	9.405	4.069e-3	81.568	9.439	0.086
L3	A	76.864	5.157	76.859	5.104	6.412e-3	76.893	5.078	0.038
	B	34.356	3.950	34.358	3.977	5.967e-3	34.352	3.965	0.011
	C	40.538	4.077	40.539	4.111	3.021e-3	40.534	4.097	9.871e-3
	N	38.223	5.749	38.235	5.694	0.032	38.257	5.766	0.088
L5	A	32.838	2.574	32.836	2.597	3.829e-3	32.851	2.595	0.038
	B	14.583	2.072	14.585	2.086	0.014	14.583	2.095	4.002e-4
	C	17.427	2.104	17.428	2.125	2.763e-3	17.426	2.127	8.195e-3
	N	16.445	2.917	16.462	2.881	0.107	16.462	2.970	0.096
L9	A	86.064	6.259	86.058	6.270	7.341e-3	86.099	6.259	0.039
	B	38.401	4.927	38.403	4.894	4.147e-3	38.399	4.885	5.761e-3
	C	43.578	5.017	43.579	4.963	5.369e-4	43.572	4.953	0.015
	N	43.624	7.014	43.625	7.044	2.605e-3	43.652	7.119	0.065
L14	A	44.026	4.254	44.023	4.223	7.896e-3	44.044	4.193	0.040
	B	19.774	3.280	19.829	2.990	0.279	19.773	3.315	5.067e-3
	C	23.111	3.398	23.131	3.324	0.087	23.107	3.437	0.016
	N	22.051	4.744	22.132	4.403	0.373	22.065	4.786	0.070

**Tabla 5.32** Caso 8: Comparación FDP corriente transformador para las 18:00 horas.

		SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
		$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)	$\mu$ [A]	$\sigma$ [A]	Error (%)
Trafo	A	4.563	0.249	4.563	0.247	1.536e-3	4.564	0.248	0.015
	B	3.269	0.231	3.270	0.226	0.010	3.269	0.229	5.649e-3
	C	4.716	0.243	4.716	0.250	2.044e-3	4.716	0.251	0.011

**Tabla 5.33** Caso 8: Comparación FDP pérdidas totales para las 18:00 horas.

	SMC		MDP 2m			MDP 2m+1		
	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)	$\mu$ [W]	$\sigma$ [W]	Error (%)
Losses	4602.102	360.804	4602.222	378.391	3.249e-3	4604.603	356.691	0.056

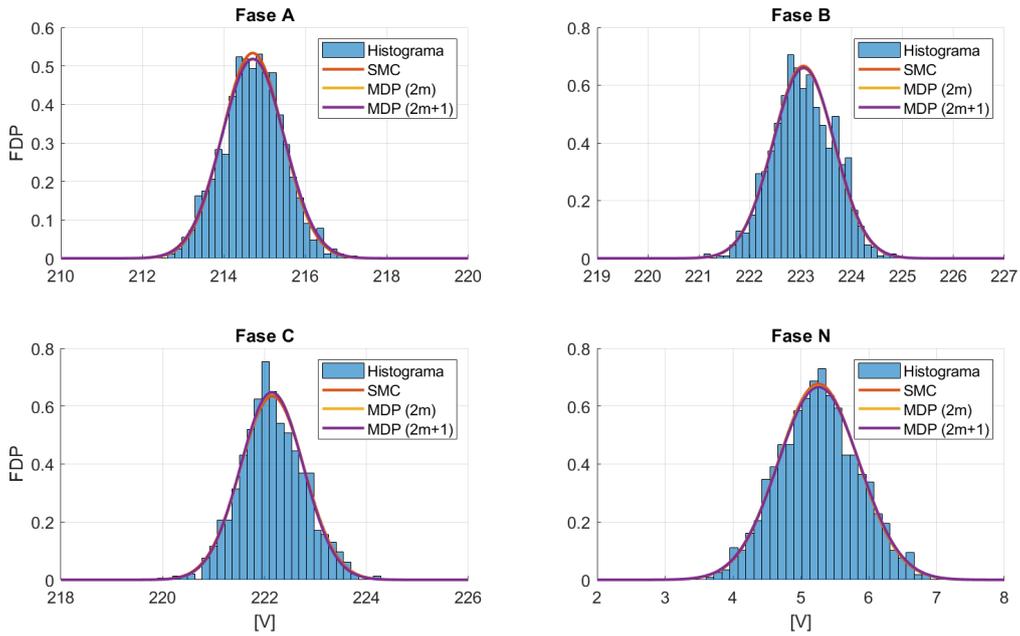


Figura 5.19 Caso 8: FDP de tensión del nudo C20 para las 18:00 horas.

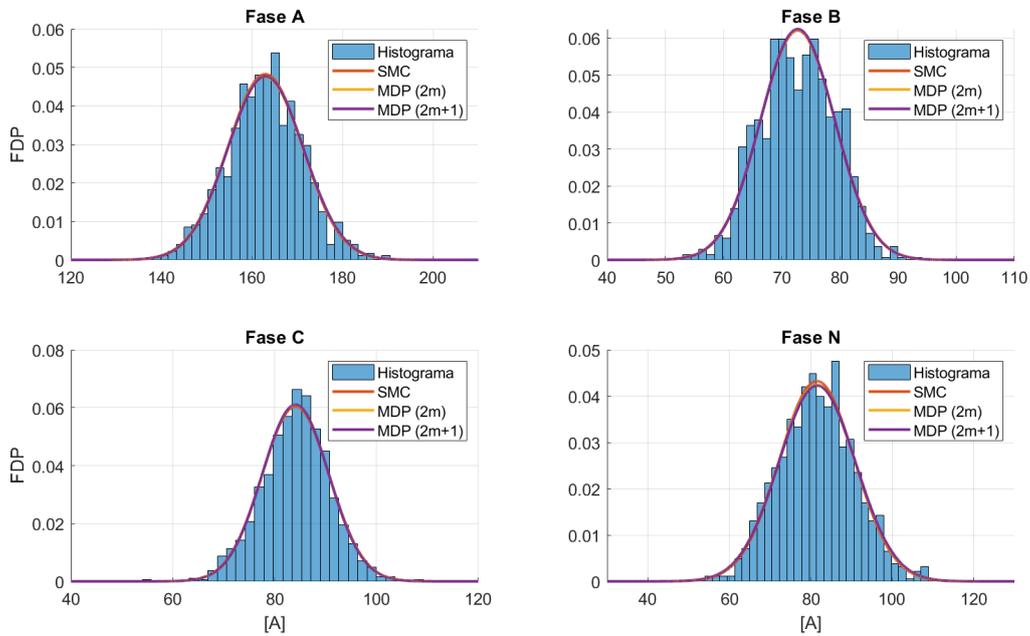


Figura 5.20 Caso 8: FDP de corriente de la línea L1 para las 18:00 horas.



## 6 Conclusiones y Discusión Final

---

En los últimos años, se ha observado un crecimiento significativo en el desarrollo de diversas técnicas relacionadas con el problema del flujo de cargas. Cada una de estas metodologías presenta un algoritmo base para abordar el flujo de cargas de manera probabilística. El principio fundamental compartido en estos avances es el reconocimiento de que todas las variables en los sistemas de potencia, ya sean de entrada o salida, exhiben un comportamiento estocástico al ser consideradas como variables aleatorias.

En resumen, actualmente existen numerosos algoritmos que se centran en aspectos específicos del problema, abordando posibles fuentes de error en los resultados, como la dependencia entre potencias en los nudos o cambios en la configuración de la red. Sin embargo, hasta el momento, no se han desarrollado métodos que integren la resolución de todas las incidencias comunes en un solo enfoque.

En cuanto a los métodos analíticos, tradicionalmente se han apoyado en la linealización de ecuaciones, lo que dificulta trabajar con todas las variables del problema, en parte debido a la imposibilidad de asumir la dependencia entre estas variables. En contraste, los Métodos de Estimación Puntual (MDP) resultan apropiados para abordar problemas estocásticos en sistemas de energía, ya que permiten obtener resultados satisfactorios utilizando rutinas similares a las empleadas en problemas deterministas, manteniendo una carga computacional baja. El uso de los Métodos de Estimación Puntual de Hong ofrece una solución equilibrada entre la precisión de los resultados y la eficiencia computacional en problemas de sistemas eléctricos a gran escala. Por otro lado, los métodos numéricos como la Simulación de Monte Carlo (SMC) pueden manejar la complejidad de los problemas reales, aunque con un costo computacional considerable. En este estudio específico, se lograron tiempos 5 veces más eficientes utilizando métodos analíticos en comparación con métodos numéricos.

Tras evaluar las ventajas e inconvenientes de los métodos analizados en este estudio, se llega a la conclusión de que el esquema  $2m + 1$  exhibe el mejor rendimiento al abordar un gran número de variables aleatorias de entrada, ya sean continuas o discretas. A medida que se incrementa el total de variables aleatorias de entrada, la precisión del esquema  $2m$  tiende a disminuir, lo que sugiere que no es la elección óptima para problemas en sistemas de energía a gran escala. No obstante, a partir de las simulaciones y resultados obtenidos, ambas técnicas analíticas analizadas continúan siendo muy atractivas. La preferencia final recae en el Método de Estimación Puntual de concentración  $2m$  debido a su mayor precisión en la mayoría de los casos en comparación con el esquema  $2m + 1$ , manteniendo errores más contenidos. Sin embargo, es importante señalar que ambos métodos pueden presentar fallas en ciertos escenarios.

No obstante, no conviene descartar la aplicación del método de Simulación de Monte Carlo para abordar el flujo de cargas probabilístico. La razón radica en que, en la actualidad, el costo computacional ya no representa un obstáculo significativo, gracias a las mejoras continuas en los tiempos de cálculo de las CPUs. Estos avances posibilitan una resolución eficiente en un período relativamente breve, incluso al emplear grupos de ordenadores convencionales. Así, la viabilidad y eficacia de la Simulación de Monte Carlo para el análisis de flujo de cargas en contextos probabilísticos se mantienen como opciones a considerar en la actualidad.

Por otro lado, para abordar una perspectiva futura en el análisis, sería viable explorar la introducción de otros tipos de distribuciones para los consumos y la generación. Esto se debe a que los Métodos de Estimación de Puntos están limitados a distribuciones gaussianas. Una opción para superar esta limitación es la aplicación del Modelo de Mezcla Gaussiana (GMM), un modelo probabilístico donde se postula que las observaciones siguen una distribución formada por la combinación de múltiples distribuciones normales (componentes). Este enfoque ha sido considerado en este estudio pero finalmente fué descartado.

Adicionalmente, se podrían implementar en un futuro los modelos espacio-temporales actualmente en fase de desarrollo para carga, generación fotovoltaica (PV) y vehículos eléctricos (VE), lo que abriría un panorama prometedor en el análisis y gestión de sistemas eléctricos. Al incorporar estos modelos avanzados, se facilitaría una representación más realista y dinámica de las variables de entrada en el análisis de flujos de carga probabilísticos. Esto podría conducir a mejoras significativas en la predicción y optimización de la operación de la red eléctrica, permitiendo una planificación más precisa y adaptativa.

La aplicación de modelos espacio-temporales no solo proporcionaría una mayor precisión en la evaluación de la carga, la generación fotovoltaica y los vehículos eléctricos, sino que también podría contribuir a la identificación de patrones complejos y tendencias a lo largo del tiempo.

# Anexo A

## Método de Resolución del Flujo de Cargas Determinista

---

El flujo de carga determinista es un análisis iterativo que se realiza en sistemas eléctricos para calcular las tensiones y corrientes en todas las barras o nudos de un sistema eléctrico a partir de las ecuaciones no lineales del flujo de cargas vistos en el Capítulo 2. Para su determinación es necesario asumir unos datos de entradas con unos valores fijos conocidos.

Entre los métodos más importantes en la literatura para resolver el problema de flujo de cargas, se encuentran el tradicional Método de Newton-Raphson, y una variante del anterior más simple, eficiente y fácil de implementar, el Método Desacoplado Rápido.

### A.1 Método de Newton-Raphson

El método de Newton-Raphson trata de resolver sistemas de ecuaciones no lineales haciendo uso del desarrollo en serie de Taylor, de forma que se prescinde de los términos de orden superior o igual a dos. De este modo, una función no lineal,  $f(x) = 0$ , puede ser aproximada de la siguiente forma:

$$f(x) \cong f(x^k) + F(x^k) \cdot (x^{k+1} - x^k) = 0 \quad (\text{A.1})$$

Así pues, reordenando la ecuación anterior, se puede obtener la siguiente expresión:

$$-f(x^k) = F(x^k) \cdot (x^{k+1} - x^k) \quad (\text{A.2})$$

donde:

$F(x^k)$  = Jacobiano de  $f(x)$  en la iteración  $k$ .

$x^k$  = Vector de variables de estado en la iteración  $k$ .

Desarrollando el sistema matricial equivalente de la expresión (A.2) quedaría:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_m}{\partial x_1} & \frac{\partial f_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \dots \\ f_m(x) \end{bmatrix}^k \quad (\text{A.3})$$

donde:

$x$  = Vector de variables de estado  $[x_1, x_2, \dots, x_n]$ .

$n$  = Número de variables de estado.

$m$  = Número de funciones no lineales a evaluar.

Con todo lo anterior, el procedimiento a seguir para resolver el flujo de cargas es el siguiente:

1. Se supone un valor inicial del vector de variables,  $x^0 = [x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0]$ .

2. Calcular todos los términos del jacobiano y del término independiente, y sustituir los valores del vector de estado de la iteración actual,  $k$ .
3. Resolver el sistema lineal de ecuaciones (A.3) para obtener los términos incrementales:  $\Delta x = x^{k+1} - x^k$ .
4. A partir de dichos incrementos, se consigue una nueva aproximación del vector de variables,  $x^{k+1}$ .
5. Este proceso se repite a partir del paso 2 hasta que los incrementos de las componentes del vector del término independiente sean lo suficientemente pequeños.

Aplicando todo lo anterior al caso concreto del flujo de cargas, el vector de estado se corresponde con las tensiones complejas de la red. El valor inicial del vector de estado estará compuesto por *unos* en el caso de los módulos de las tensiones y *ceros* para los desfases. También podrán tomarse los resultados conocidos de anteriores repartos de carga. Por lo tanto, el sistema a resolver en cada iteración será:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (\text{A.4})$$

Por otro lado, los términos del jacobiano se obtienen de su propia definición:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad (\text{A.5})$$

$$N_{ij} = \frac{V_j \partial P_i}{\partial V_j} \quad (\text{A.6})$$

$$M_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \quad (\text{A.7})$$

$$L_{ij} = \frac{V_j \partial Q_i}{\partial V_j} \quad (\text{A.8})$$

Los elementos del término independiente serán:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{A.9})$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{A.10})$$

En cada iteración se obtienen las nuevas tensiones complejas y se repite el proceso tantas veces como sea necesario hasta conseguir la convergencia deseada (A.11).

$$\text{máx} |\Delta P_i^k| < \text{tol} \quad \text{máx} |\Delta Q_i^k| < \text{tol} \quad \forall i \quad (\text{A.11})$$

A pesar de su confiable y robusto desempeño, el método de Newton-Raphson presenta la desventaja de demandar considerables recursos computacionales. Este método, que se destaca por su fiabilidad, precisa el cálculo completo del jacobiano en cada iteración, lo que limita su aplicación en análisis en tiempo real [24].

## A.2 Método Desacoplado Rápido

Este algoritmo surge como una simplificación del método de Newton-Raphson [25]. Las simplificaciones se realizan en base al fuerte acoplamiento que existe entre potencias activas y desfases por un lado ( $P, \theta$ ), y potencias reactivas y módulos de tensiones por otro ( $Q, V$ ). En la redes de transporte, el acoplamiento entre los problemas activo y reactivo puede desacoplarse debido a que el valor de las reactancias de las líneas es mucho mayor que el de las resistencias, siendo este acoplamiento de varios órdenes de magnitud menor que el de las variables ( $P, \theta$ ) por un lado y ( $Q, V$ ) por otro.

Todo lo anterior se traduce en que los valores para las submatrices  $N$  y  $M$  del jacobiano del algoritmo de Newton-Raphson serán numéricamente pequeños, por lo que en este caso se desprecian, dando lugar a un sistema de ecuaciones más reducido. De esta forma, quedan dos sistemas de ecuaciones desacopladas que pueden resolverse de forma independiente. Éstas son las ecuaciones (A.12) y (A.13).

$$\Delta P = H \cdot \Delta \theta \quad (\text{A.12})$$

$$\Delta Q = L \cdot \frac{\Delta V}{V} \quad (\text{A.13})$$

El Método Desacoplado Rápido asume simplificaciones adicionales con objeto de reducir los tiempos de cálculo, llegando así a un sistema de ecuaciones final. Entre dichas simplificaciones se pueden resaltar:

- Debido a que las diferencias angulares de las tensiones nodales en nudos interconectados suelen ser valores muy pequeños, se puede aproximar los cosenos de los desfases a la unidad.
- Debido a la misma razón, los senos de los desfases son muy pequeños y pueden ser despreciados.
- En el problema activo, no se toman en cuenta las reactancias en derivación ni los transformadores con tomas distintas de la nominal. Además, se desestiman las resistencias en serie debido a que en las redes de transporte, el valor de las reactancias de las líneas es considerablemente mayor que el de las resistencias.

Por lo tanto, desarrollando convenientemente las ecuaciones (A.12) y (A.13), y añadiendo todas las suposiciones anteriores, se derivan las expresiones que se presentan a continuación:

$$\Delta P = B' \cdot \Delta \theta \quad (\text{A.14})$$

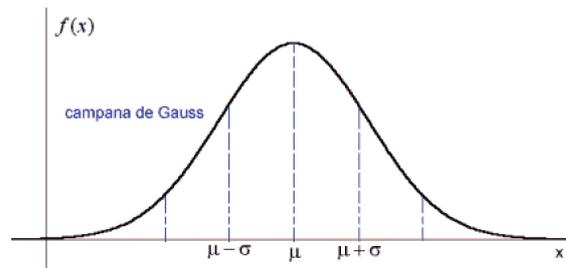
$$\Delta Q = B'' \cdot \frac{\Delta V}{V} \quad (\text{A.15})$$

Las matrices  $B'$  y  $B''$  se componen de parámetros constantes, por lo que solo es necesario calcularlas una vez. Esta característica, junto con la división del sistema de ecuaciones en dos sistemas desacoplados, resulta en una notable reducción en el tiempo de cómputo. Si la red satisface todas las suposiciones necesarias, el uso del método Desacoplado Rápido puede proporcionar beneficios significativos en términos de tiempo y recursos. En caso de que las condiciones específicas no sean ideales para su aplicación, siempre se puede recurrir al método de Newton-Raphson.



# Distribución de Probabilidad Normal

La distribución normal, también conocida como la distribución gaussiana, es una de las distribuciones de probabilidad más importantes en estadística y teoría de probabilidad. Su forma de campana la caracteriza, y se emplea extensamente para modelar diversos fenómenos en la naturaleza, la ciencia y la ingeniería.



si es necesario.

**Figura B.1** Función de densidad de distribución normal.

Se caracteriza por dos parámetros principales: la media ( $\mu$ ) y la desviación estándar ( $\sigma$ ). La media determina el punto donde se encuentra el pico de la campana, y la desviación estándar controla la dispersión de los valores con respecto a la media. Cuanto mayor sea la desviación estándar, más ancha será la campana.

La distribución normal se describe mediante una función de densidad de probabilidad (FDP) que posee la siguiente expresión:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (\text{B.1})$$

donde:

$f(x)$  = Probabilidad de que una variable aleatoria tome el valor  $x$ .

$\mu$  = Media de la distribución.

$\sigma$  = Desviación estándar.

Además de estas características fundamentales, la distribución normal presenta propiedades importantes. Es simétrica alrededor de la media y aproximadamente el 68 % de los datos caen dentro de una desviación estándar de la media, el 95 % dentro de dos desviaciones estándar y el 99.7 % dentro de tres desviaciones estándar.

La distribución normal se clasifica en diferentes tipos, como la distribución normal estándar (cuando  $\mu = 0$  y  $\sigma = 1$ ). La estandarización permite transformar cualquier distribución normal a la distribución normal estándar. El Teorema del Límite Central es otro aspecto destacado, estableciendo que la suma (o media) de un gran número de variables aleatorias independientes y distribuidas de manera idéntica tiende a seguir una distribución normal, independientemente de la forma de la distribución original.

La fórmula de la distribución normal es esencial en la literatura estadística, utilizándose para calcular intervalos de confianza y probabilidades. Por ejemplo, se puede determinar la probabilidad de que una variable aleatoria esté en un cierto rango mediante el área bajo la curva de la función de densidad de probabilidad.

La distribución normal es fundamental en estadística y se utiliza en una amplia gama de aplicaciones, como el análisis de datos, la inferencia estadística, la predicción y la modelización de fenómenos naturales y sociales. Su versatilidad y propiedades la convierten en una herramienta invaluable en el arsenal estadístico.

# Método de Estimación de Puntos (Modelo de Hong)

Los Métodos de Estimación Puntual (MDP) concentran la información estadística proporcionada por los primeros momentos centrales de una variable aleatoria de entrada del problema en  $K$  puntos para cada variable, denominados concentraciones. Al utilizar estos puntos y la función  $F$ , que relaciona las variables de entrada y salida (C.1), se puede obtener información sobre la incertidumbre asociada con las variables aleatorias de salida del problema.

$$Z(l,k) = F(\mu_{p1}, \mu_{p2}, \dots, P_{pl}, \dots, \mu_{pM}) \quad (C.1)$$

La  $k$ -ésima concentración ( $P_{l,k}, \omega_{l,k}$ ) de una variable aleatoria  $p_l$  se puede definir como un par compuesto por una ubicación  $P_{l,k}$  y un peso o coeficiente de ponderación  $\omega_{l,k}$ . La ubicación  $P_{l,k}$  es el  $k$ -ésimo valor de la variable  $p_l$  en el que se evalúa la función  $F$ . El peso  $\omega_{l,k}$  es un factor de ponderación que da cuenta de la importancia relativa de esta evaluación en las variables aleatorias de salida.

Al utilizar el Método de Estimación Puntual de Hong, la función  $F$  debe evaluarse sólo  $K$  veces para cada variable aleatoria de entrada  $p_l$  en los  $K$  puntos formados por la  $k$ -ésima ubicación  $P_{l,k}$  de la variable aleatoria de entrada  $p_l$  y la media de las  $M - 1$  variables de entrada restantes, es decir, en los  $K$  puntos  $(\mu_{p1}, \mu_{p2}, \dots, P_{pl}, \dots, \mu_{pM})$ . En otras palabras, el problema determinista debe resolverse  $K$  veces para cada variable aleatoria de entrada  $p_l$ , siendo la diferencia entre cada iteración el valor determinista  $P_{l,k}$  asignado a  $p_l$ , mientras que las variables aleatorias de entrada restantes se fijan en su media correspondiente. El número  $K$  de evaluaciones a realizar depende del esquema utilizado. Por lo tanto, el número total de evaluaciones de  $F$  es  $KxM$ .

Las variantes o esquemas específicos del Método de Estimación Puntual de Hong tienen en cuenta una evaluación más de la función  $F$  en el punto formado por los  $M$  valores medios de variables aleatorias de entrada  $(\mu_{p1}, \mu_{p2}, \dots, \mu_{pl}, \dots, \mu_{pM})$ . Por lo tanto, para estos esquemas, el número total de evaluaciones de  $F$  es  $KxM + 1$ .

Para todo Método de Estimación Puntual, la ubicación  $P_{l,k}$  a determinar es:

$$P_{l,k} = \mu_{pl} + \xi_{l,k} \sigma_{pl} \quad (C.2)$$

donde:

$\mu_{pl}$  = Media de la  $l$ -ésima variable aleatoria de entrada.

$\sigma_{pl}$  = Desviación estándar de la  $l$ -ésima variable aleatoria de entrada.

$\xi_{l,k}$  = Ubicación estándar de la  $l$ -ésima variable aleatoria de entrada y punto estimado  $k$ .

La ubicación estándar  $\xi_{l,k}$  y el peso  $\omega_{l,k}$  se obtienen resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones no lineal [26]:

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^K \omega_{l,k} = \frac{1}{m} \\ \sum_{k=1}^K \omega_{l,k} (\xi_{l,k})^j = \lambda_{l,j} \quad j = 1, \dots, 2K - 1 \end{cases} \quad (C.3)$$

donde:

$\lambda_{l,j}$  = Momento central estándar j-ésimo de la variable aleatoria  $p_l$ .

$m$  = Número de variables aleatorias de entrada.

El momento central estándar  $\lambda_{l,j}$  tendrá asociada una función de densidad de probabilidad  $f_{pl}$ , es decir:

$$\lambda_{l,j} = \frac{M_j(p_l)}{(\sigma_{pl})^j} \quad (C.4)$$

$$M_j(p_l) = \int_{-\infty}^{+\infty} (p_l - \mu_{pl})^j f_{pl} dp_l \quad (C.5)$$

Teniendo en cuenta que  $\lambda_{l,1}$  es igual a cero,  $\lambda_{l,2}$  es igual a uno, y  $\lambda_{l,3}$  y  $\lambda_{l,4}$  son, respectivamente, la asimetría y la curtosis de  $p_l$ , el sistema de ecuaciones (C.3) puede resolverse eficientemente mediante el procedimiento desarrollado por Miller y Rice [27].

Una vez obtenidas todas las concentraciones ( $P_{l,k}$ ,  $\omega_{l,k}$ ), se evalúa la función  $F$  en los puntos ( $\mu_{p1}$ ,  $\mu_{p2}$ , ...,  $P_{pl}$ , ...,  $\mu_{pM}$ ), dando como resultado  $Z(l,k)$ , donde  $Z$  es el vector de variables aleatorias de salida. Finalmente, utilizando los factores de ponderación  $\omega_{l,k}$  y los valores  $Z(l,k)$ , se puede estimar el j-ésimo momento bruto de las variables aleatorias de salida de acuerdo con la expresión (C.6).

$$\mu'_j = E(\{Z_j\}^j) \cong \sum_{l=1}^M \sum_{k=1}^K \omega_{l,k} \{Z(l,k)\}^j \quad (C.6)$$

En este estudio se consideran dos esquemas de concentración diferentes: un esquema tipo  $K \times M$  ( $2m$ ), y un esquema tipo  $K \times M + 1$  ( $2m + 1$ ). Resolviendo analíticamente (C.3) se podrán obtener las ubicaciones y pesos estándar para los esquemas de concentración  $2m$  y  $2m + 1$ .

### C.1 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m

Este esquema sólo utiliza dos concentraciones para cada variable aleatoria de entrada. De (C.3) para  $K = 2$ , la información estadística proporcionada por la asimetría  $\lambda_{l,3}$  es suficiente para lograr una solución analítica para las ubicaciones y pesos estándar de la variable aleatoria  $p_l$ :

$$\xi_{l,1} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2} \quad (C.7)$$

$$\xi_{l,2} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} - \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2} \quad (C.8)$$

$$\omega_{l,1} = -\frac{1}{m} \frac{\xi_{l,2}}{\xi_{l,1} - \xi_{l,2}} \quad (C.9)$$

$$\omega_{l,2} = \frac{1}{m} \frac{\xi_{l,1}}{\xi_{l,1} - \xi_{l,2}} \quad (C.10)$$

Teniendo en cuenta la media y la desviación estándar de  $p_l$ , las ubicaciones  $P_{l,1}$  y  $P_{l,2}$  se pueden calcular a partir de (C.2).

Cabe señalar en (C.7) y (C.8) que las ubicaciones estándar,  $\xi_{l,1}$  y  $\xi_{l,2}$ , dependen del número  $M$  de variables aleatorias de entrada. A medida que  $M$  aumenta, las ubicaciones  $P_{l,1}$  y  $P_{l,2}$  se alejan de la media  $\mu_{pl}$  según  $\sqrt{M}$ . Por lo tanto, las ubicaciones pueden estar en puntos donde la distribución de probabilidad de  $p_l$  no es bien conocida, o incluso puede quedar fuera de su dominio de definición. Este inconveniente, compartido por todos los esquemas  $K \times M$ , se menciona en [28].

Por otro lado, el esquema  $2m$  tiene importantes ventajas relacionadas con su simplicidad, su baja carga computacional y el hecho de que siempre proporciona soluciones de valor real para todas las concentraciones.

## C.2 Método de Estimación de Puntos con Concentración 2m+1

Este es un esquema de tipo  $KxM + 1$  que sólo requiere la evaluación adicional de una función  $F$  más que el esquema de  $2m$ . Desde un punto de vista matemático, este esquema surge de resolver (C.3) para  $K = 3$  con una de las tres ubicaciones estándar  $\xi_{l,k}$  establecida en cero.

Sea  $\xi_{l,3} = 0$ , entonces las ubicaciones y pesos estándar son los siguientes:

$$\xi_{l,k} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + (-1)^{3-k} \sqrt{\lambda_{l,4} - \frac{3}{4}\lambda_{l,3}^2} \quad k = 1,2 \quad (C.11)$$

$$\xi_{l,3} = 0 \quad (C.12)$$

$$\omega_{l,k} = \frac{(-1)^{3-k}}{\xi_{l,1} (\xi_{l,1} - \xi_{l,2})} \quad k = 1,2 \quad (C.13)$$

$$\omega_{l,3} = \frac{1}{m} - \frac{1}{\lambda_{l,4} - \lambda_{l,3}^2} \quad (C.14)$$

Cabe señalar en (C.2) que establecer  $\xi_{l,3} = 0$  produce  $P_{l,k} = \mu_{pl}$  y, por lo tanto,  $M$  de las  $3M$  ubicaciones son el mismo punto  $(\mu_{p1}, \mu_{p2}, \dots, \mu_{pl}, \dots, \mu_{pM})$ . Por lo tanto, es suficiente ejecutar solo una evaluación de la función  $F$  en esta ubicación, siempre que el peso correspondiente se actualice al valor  $\omega_0$ :

$$\omega_0 = \sum_{l=1}^m \omega_{l,3} = 1 - \sum_{l=1}^m \frac{1}{\lambda_{l,4} - \lambda_{l,3}^2} \quad (C.15)$$

De (C.11) y (C.12), se puede ver que los valores de ubicación estándar del esquema  $2m + 1$  no dependen del número  $M$  de variables aleatorias de entrada, como lo sí hacen los esquemas de tipo  $KxM$ . Además, esta es una característica común de todos los esquemas de concentración  $KxM + 1$ .

El esquema  $2m + 1$  es más preciso que el esquema  $2m$  porque toma en cuenta la curtosis  $\lambda_{l,4}$  de las variables aleatorias de entrada mientras que sólo se necesita una evaluación adicional de la función  $F$ .

Por otro lado, (C.11) y (C.12) pueden presentar para este esquema ubicaciones no reales cuando se cumple la condición  $\lambda_{l,4} - (3/4)\lambda_{l,3}^2 < 0$ . Sin embargo, para las distribuciones de probabilidad normalmente empleadas para modelar la incertidumbre en problemas de sistemas eléctricos (normal, binomial o uniforme), las ubicaciones son siempre valores reales.



# Perfiles Suministrados de Generación PV

---

Para comprender y gestionar eficazmente la integración de la energía solar en la red eléctrica, es esencial abordar la aleatoriedad intrínseca de la producción fotovoltaica. La medición estadística de esta variabilidad se convierte en un componente crucial para evaluar con precisión el impacto de la generación fotovoltaica en la red. En este sentido, la recolección y análisis de perfiles de producción real se vuelven imperativos para modelar adecuadamente el comportamiento estocástico de la energía solar.

Se han suministrado 15 perfiles de generación, cada uno formado por 600 puntos que representan 24 horas del día. Los valores de potencia están en p.u. para poder escalarlos al nivel de potencia deseado. Dichos perfiles se han clasificado en función de las variaciones que puedan presentar la producción PV debido a diversos factores. Algunos de los principales elementos que pueden afectar la generación PV en un momento específico del año incluyen:

- **Condiciones meteorológicas diarias:** A pesar de que todos los perfiles están sobre la misma estación del año, las condiciones meteorológicas pueden variar significativamente de un día a otro. La presencia de nubes, la cobertura del cielo y la radiación solar directa pueden cambiar diariamente, lo que afecta directamente la cantidad de energía generada por los paneles solares.
- **Sombreamiento local:** Las sombras pueden variar a lo largo del día debido a la posición del sol en el cielo. Objetos como edificios, árboles u otras estructuras pueden arrojar sombras sobre los paneles solares, reduciendo temporalmente su producción.
- **Variaciones en la radiación solar:** Aunque la radiación solar varía menos a nivel estacional, pueden ocurrir eventos climáticos inusuales o condiciones atmosféricas extremas que afecten la cantidad de radiación solar disponible en un momento específico.

Atendiendo a los anteriores aspectos, los perfiles de producción fotovoltaica suministrados pueden ser categorizados según la variabilidad que presentan en la producción. En la Figura D.1, se presenta un ejemplo representativo acompañado por el conjunto completo de perfiles similares en la Figura D.2, que reflejan una producción fotovoltaica típica en un día convencional. En contraste, la Figura D.3 y el conjunto de perfiles en la Figura D.4 exhiben alteraciones puntuales en la producción fotovoltaica, destacando algunas de las características vistas en comparación con los perfiles típicos. Finalmente, la Figura D.5 y el conjunto de perfiles en la Figura D.6 presentan los últimos cinco perfiles suministrados, los cuales muestran una marcada irregularidad en la producción fotovoltaica. Estas variaciones más pronunciadas pueden ser de interés particular para comprender y abordar eventos excepcionales en la generación solar.

Así pues, la función de densidad del modelado de generación PV dependerá de la hora de estudio elegida. Tomando las muestras del intervalo horario correspondiente (intervalo de datos comprendido entre la hora elegida y la anterior para cada uno de los 15 perfiles), se podrá crear un histograma de datos cuyos valores se encontrarán expresados en unidades de potencia (p.u.). Tras el correspondiente escalado de la potencia de generación PV, el estudio de dicho conjunto de muestras se realizará mediante la función de Matlab *fitdist*.

Para utilizar *fitdist*, se proporcionará la muestra de datos (en forma de vector) y se especificará el tipo de distribución a ajustar (en este caso, "Normal"). El resultado será un objeto de distribución de probabilidad. Este objeto permitirá obtener la media y la desviación estándar de la generación PV para cualquier hora, facilitando así un análisis más detallado de la variabilidad de la generación en diferentes momentos del día. La aplicación detallada de dicha función se presenta en los programas desarrollados del Anexo E.

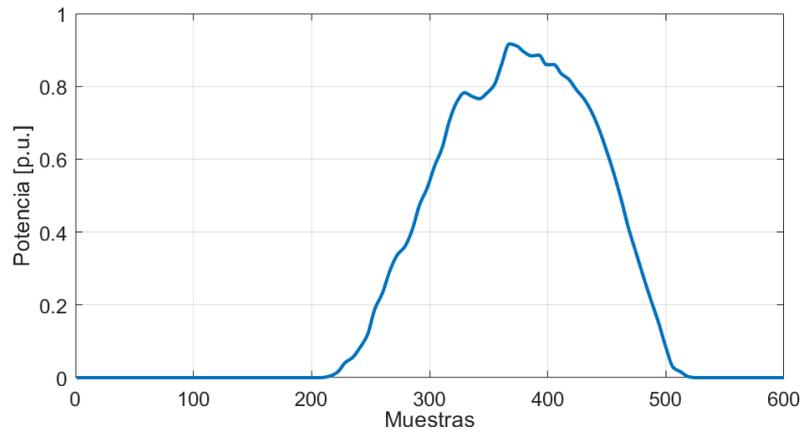


Figura D.1 Perfil de generación PV (producción típica).

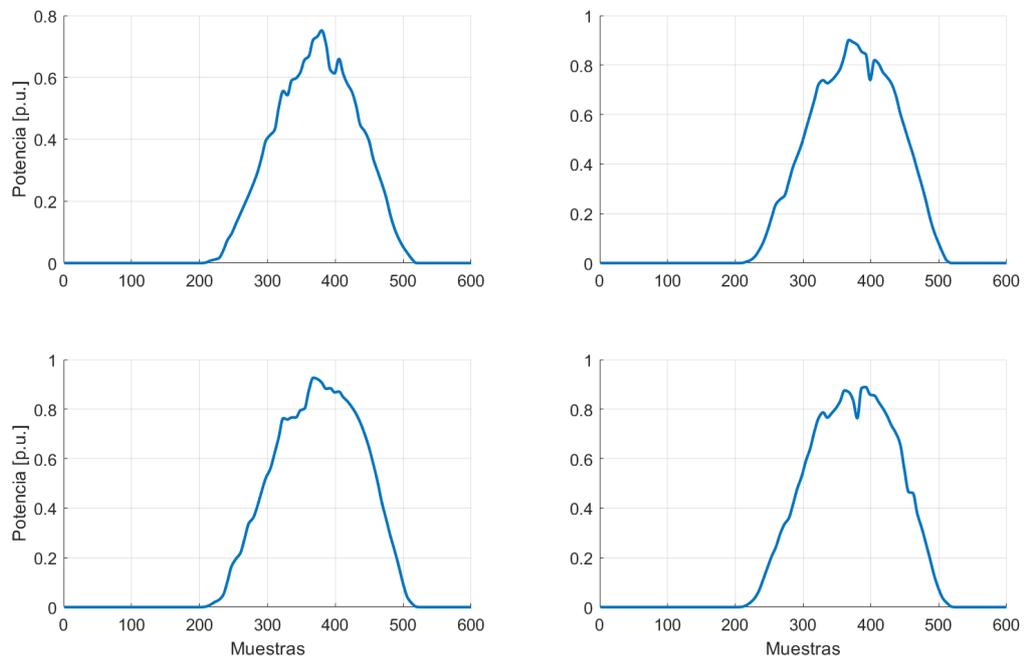
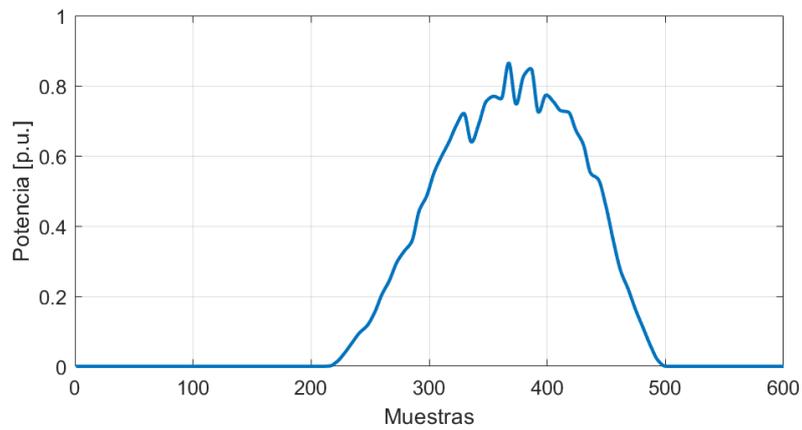
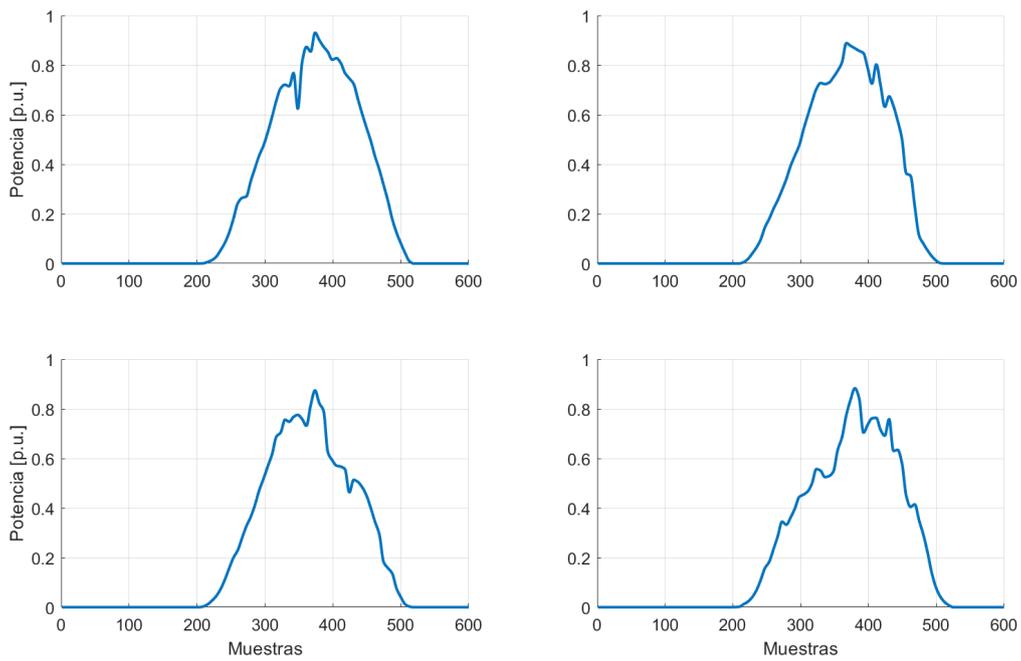


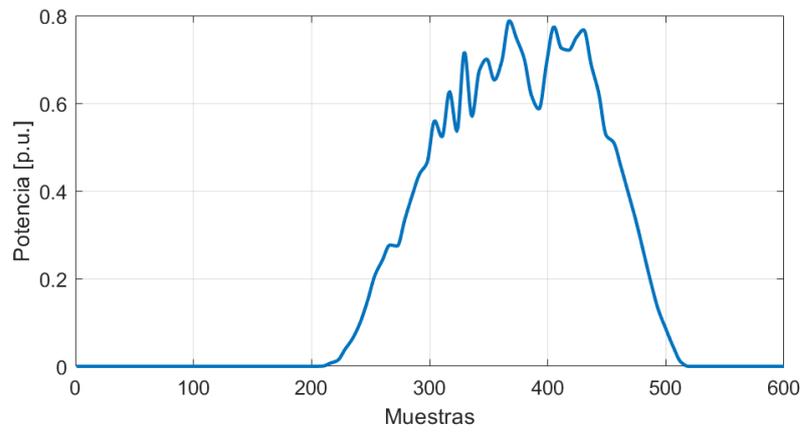
Figura D.2 Perfiles de generación PV (producción típica).



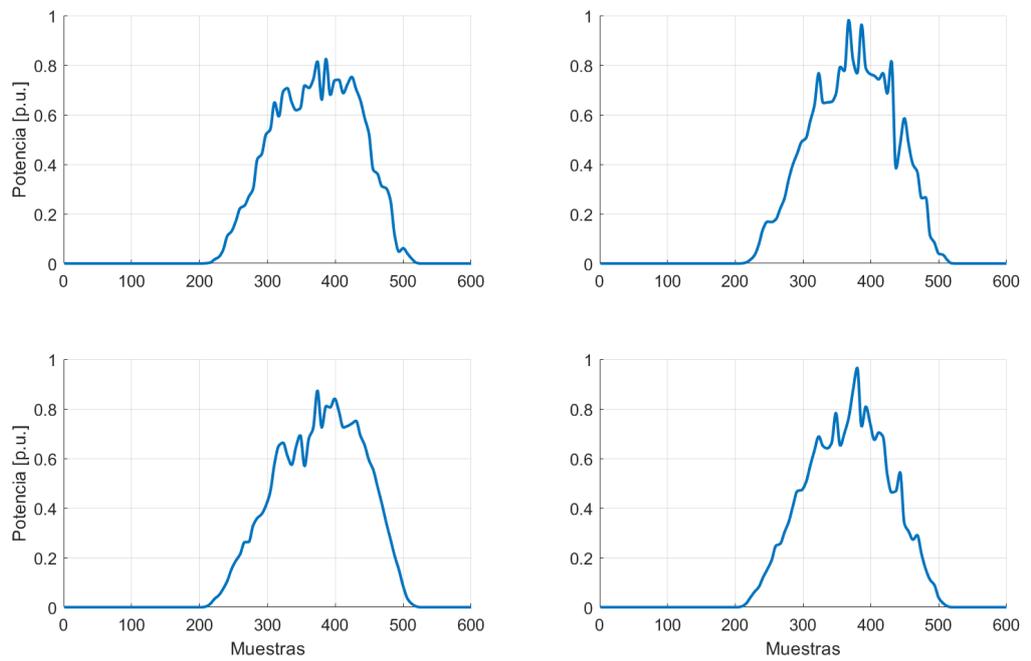
**Figura D.3** Perfil de generación PV (alteraciones puntuales).



**Figura D.4** Perfiles de generación PV (alteraciones puntuales).



**Figura D.5** Perfil de generación PV (irregularidad marcada).



**Figura D.6** Perfiles de generación PV (irregularidad marcada).

# Programas Desarrollados: Manual de Usuario

Continuación, se presenta un manual exhaustivo que incluye cada uno de los programas desarrollados y utilizados en este estudio. Este manual se compone de la implementación detallada de la Red Comercial de Baja Tensión en OpenDSS, así como de los scripts de Matlab necesarios para llevar a cabo el Flujo de Cargas Probabilístico (PFL).

En los siguientes puntos, se proporciona una guía paso a paso para la configuración de la red en OpenDSS, seguida de la ejecución del PFL utilizando los diferentes métodos y enfoques analíticos desarrollados. Cada programa se encuentra comentado y estructurado de manera que facilite la comprensión y adaptación a diferentes escenarios. Este conjunto de herramientas representa una contribución integral para replicar y extender las investigaciones realizadas en el ámbito del flujo de cargas probabilístico, ofreciendo una base sólida para futuros análisis y estudios en sistemas eléctricos de baja tensión.

## E.1 Red Comercial de BT Implementada en OpenDSS

La red de estudio detallada en la Sección 4.1 fue implementada en el software OpenDSS. El Código E.1 define parámetros como son la frecuencia base de la red, la propia red, el transformador de cabecera, las líneas y las puestas a tierra. En este caso, se puede observar como el transformador tiene su neutro conectado de forma resistiva a tierra con una resistencia de  $3 \Omega$ , mientras que los reactores de puesta a tierra están presentes pero con un valor resistivo muy alto.

Por otro lado, se establecerán las cargas de la red como una configuración monofásica para así poder modificar posteriormente cada una de las fases para crear desequilibrios. Esta misma definición se realizará para la generación PV y el consumo VE. Para simular el consumo VE, se excluirá del conjunto el esquema V2G, modelando dicho consumo como una carga normal, pues sólo se tendrá en cuenta la demanda de carga de baterías.

Las últimas líneas de código serán comentadas, debido a que el perfil de cargas empleado dependiente del intervalo horario y la solución del flujo de cargas final será implementado y ejecutado posteriormente a través de una interfaz de Matlab.

### Código E.1 Red Comercial de BT implementada en OpenDSS.

```

1 Clear
2
3 //Definimos la frecuencia base
4 Set DefaultBaseFrequency=50
5
6
7 // Definimos la red
8 New Object=circuit.Comercial_Subnetwork bus1=Sourcebus basekv=20 pu=1.0 Angle=0 Frequency=50 Phases=3 R1=2.8284 X1=2.8284 R0=1e6 X0=1e6
9 //Mvasc3=100 Mvasc1=0.001
10 //R1=2.8284 X1=2.8284 R0=1e6 X0=1e6
11
12
13 //Definimos el transformador
14 New Transformer.T1 Phases=3 Windings=2 XHL=3.99375 wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=20 kva=300 %r=0.99375 wdg=2 bus=C_1.1.2.3.4 Rneut=3 conn=wye kv=0.4
15 kva=300 %r=0.99375
16
17 // Características de las líneas
18 New linecode.OH1 nphases=4 BaseFreq=50 units=km Rmatrix = [0.54 | 0.049 0.54 | 0.049 0.049 0.54 | 0.049 0.049 0.049 0.54]
19 ~ Xmatrix = [0.777 | 0.505 0.777 | 0.505 0.505 0.777 | 0.505 0.505 0.505 0.777] Cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0 0 | 0 0 0 0 ]
20 New linecode.OH2 nphases=4 BaseFreq=50 units=km Rmatrix = [1.369 | 0.049 1.369 | 0.049 0.049 1.369 | 0.049 0.049 0.049 1.369]
21 ~ Xmatrix = [0.812 | 0.505 0.812 | 0.505 0.505 0.812 | 0.505 0.505 0.505 0.812] Cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0 0 | 0 0 0 0 ]
22 New linecode.OH3 nphases=4 BaseFreq=50 units=km Rmatrix = [2.065 | 0.049 2.065 | 0.049 0.049 2.065 | 0.049 0.049 0.049 2.065]
23 ~ Xmatrix = [0.825 | 0.505 0.825 | 0.505 0.505 0.825 | 0.505 0.505 0.505 0.825] Cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0 0 | 0 0 0 0 ]
24 //New linecode.OH1 nphases=4 BaseFreq=50 units=km Rmatrix = [0.54 | 0.049 0.54 | 0.049 0.049 0.54 | 0.049 0.049 0.049 0.54]
25 //~ Xmatrix = [0.777 | 0.505 0.777 | 0.462 0.505 0.777 | 0.436 0.462 0.505 0.777] Cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0 0 | 0 0 0 0 ]

```

```

26 //New linecode.OH2 nphases=4 BaseFreq=50 units=km Rmatrix = [1.369 | 0.049 1.369 | 0.049 0.049 1.369 | 0.049 0.049 0.049 1.369]
27 // Xmatrix = [0.812 | 0.505 0.812 | 0.462 0.505 0.812 | 0.436 0.462 0.505 0.812] Cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0 0 | 0 0 0 0]
28 //New linecode.OH3 nphases=4 BaseFreq=50 units=km Rmatrix = [2.065 | 0.049 2.065 | 0.049 0.049 2.065 | 0.049 0.049 0.049 2.065]
29 // Xmatrix = [0.825 | 0.505 0.825 | 0.462 0.505 0.825 | 0.436 0.462 0.505 0.825] Cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0 0 | 0 0 0 0]
30
31
32 //Líneas
33 New Line.Line_1 Phases=4 Bus1=C_1.1.2.3.4 Bus2=C_2.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
34 New Line.Line_2 Phases=4 Bus1=C_2.1.2.3.4 Bus2=C_3.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
35 New Line.Line_3 Phases=4 Bus1=C_3.1.2.3.4 Bus2=C_4.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
36 New Line.Line_4 Phases=4 Bus1=C_4.1.2.3.4 Bus2=C_5.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
37 New Line.Line_5 Phases=4 Bus1=C_5.1.2.3.4 Bus2=C_6.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
38 New Line.Line_6 Phases=4 Bus1=C_6.1.2.3.4 Bus2=C_7.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
39 New Line.Line_7 Phases=4 Bus1=C_7.1.2.3.4 Bus2=C_8.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
40 New Line.Line_8 Phases=4 Bus1=C_8.1.2.3.4 Bus2=C_9.1.2.3.4 LineCode=OH1 Length=0.030 units=km
41 New Line.Line_9 Phases=4 Bus1=C_9.1.2.3.4 Bus2=C_10.1.2.3.4 LineCode=OH2 Length=0.030 units=km
42 New Line.Line_10 Phases=4 Bus1=C_10.1.2.3.4 Bus2=C_11.1.2.3.4 LineCode=OH2 Length=0.030 units=km
43 New Line.Line_11 Phases=4 Bus1=C_11.1.2.3.4 Bus2=C_12.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
44 New Line.Line_12 Phases=4 Bus1=C_12.1.2.3.4 Bus2=C_13.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
45 New Line.Line_13 Phases=4 Bus1=C_13.1.2.3.4 Bus2=C_14.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
46 New Line.Line_14 Phases=4 Bus1=C_14.1.2.3.4 Bus2=C_15.1.2.3.4 LineCode=OH2 Length=0.030 units=km
47 New Line.Line_15 Phases=4 Bus1=C_15.1.2.3.4 Bus2=C_16.1.2.3.4 LineCode=OH2 Length=0.030 units=km
48 New Line.Line_16 Phases=4 Bus1=C_16.1.2.3.4 Bus2=C_17.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
49 New Line.Line_17 Phases=4 Bus1=C_17.1.2.3.4 Bus2=C_18.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
50 New Line.Line_18 Phases=4 Bus1=C_18.1.2.3.4 Bus2=C_19.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
51 New Line.Line_19 Phases=4 Bus1=C_19.1.2.3.4 Bus2=C_20.1.2.3.4 LineCode=OH3 Length=0.030 units=km
52
53
54 //Puesta a tierra
55 New Reactor.Reactor_C3 phases=1 bus1=C_3.4 R=1e6 X=0
56 New Reactor.Reactor_C5 phases=1 bus1=C_5.4 R=1e6 X=0
57 New Reactor.Reactor_C7 phases=1 bus1=C_7.4 R=1e6 X=0
58 New Reactor.Reactor_C9 phases=1 bus1=C_9.4 R=1e6 X=0
59 New Reactor.Reactor_C11 phases=1 bus1=C_11.4 R=1e6 X=0
60 New Reactor.Reactor_C12 phases=1 bus1=C_12.4 R=1e6 X=0
61 New Reactor.Reactor_C13 phases=1 bus1=C_13.4 R=1e6 X=0
62 New Reactor.Reactor_C14 phases=1 bus1=C_14.4 R=1e6 X=0
63 New Reactor.Reactor_C16 phases=1 bus1=C_16.4 R=1e6 X=0
64 New Reactor.Reactor_C17 phases=1 bus1=C_17.4 R=1e6 X=0
65 New Reactor.Reactor_C18 phases=1 bus1=C_18.4 R=1e6 X=0
66 New Reactor.Reactor_C19 phases=1 bus1=C_19.4 R=1e6 X=0
67 New Reactor.Reactor_C20 phases=1 bus1=C_20.4 R=1e6 X=0
68
69
70 //Perfil de carga
71 //New LoadShape.LS_C npts=24 interval=1 mult=[0.23 0.2 0.21 0.23 0.24 0.25 0.35 0.50 0.70 0.80 0.85 0.90 0.92 0.90 0.85 0.85 0.90 1.00 0.80
72 // 0.70 0.62 0.50 0.30 0.20]
73
74 //Cargas en configuración monofásica
75 New Load.Load_C1_phaseA phases=1 Bus1=C_1.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(120 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
76 New Load.Load_C1_phaseB phases=1 Bus1=C_1.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(120 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
77 New Load.Load_C1_phaseC phases=1 Bus1=C_1.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(120 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
78
79 New Load.Load_C12_phaseA phases=1 Bus1=C_12.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
80 New Load.Load_C12_phaseB phases=1 Bus1=C_12.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
81 New Load.Load_C12_phaseC phases=1 Bus1=C_12.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
82
83 New Load.Load_C13_phaseA phases=1 Bus1=C_13.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
84 New Load.Load_C13_phaseB phases=1 Bus1=C_13.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
85 New Load.Load_C13_phaseC phases=1 Bus1=C_13.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
86
87 New Load.Load_C14_phaseA phases=1 Bus1=C_14.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
88 New Load.Load_C14_phaseB phases=1 Bus1=C_14.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
89 New Load.Load_C14_phaseC phases=1 Bus1=C_14.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
90
91 New Load.Load_C17_phaseA phases=1 Bus1=C_17.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
92 New Load.Load_C17_phaseB phases=1 Bus1=C_17.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
93 New Load.Load_C17_phaseC phases=1 Bus1=C_17.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
94
95 New Load.Load_C18_phaseA phases=1 Bus1=C_18.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
96 New Load.Load_C18_phaseB phases=1 Bus1=C_18.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
97 New Load.Load_C18_phaseC phases=1 Bus1=C_18.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
98
99 New Load.Load_C19_phaseA phases=1 Bus1=C_19.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(16 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
100 New Load.Load_C19_phaseB phases=1 Bus1=C_19.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(16 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
101 New Load.Load_C19_phaseC phases=1 Bus1=C_19.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(16 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
102
103 New Load.Load_C20_phaseA phases=1 Bus1=C_20.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
104 New Load.Load_C20_phaseB phases=1 Bus1=C_20.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
105 New Load.Load_C20_phaseC phases=1 Bus1=C_20.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
106
107
108 //Generación en configuración monofásica
109 New Generator.Generator_C1_phaseA Bus1=C_1.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(120 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
110 New Generator.Generator_C1_phaseB Bus1=C_1.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(120 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
111 New Generator.Generator_C1_phaseC Bus1=C_1.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(120 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
112
113 New Generator.Generator_C12_phaseA Bus1=C_12.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
114 New Generator.Generator_C12_phaseB Bus1=C_12.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
115 New Generator.Generator_C12_phaseC Bus1=C_12.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
116
117 New Generator.Generator_C13_phaseA Bus1=C_13.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
118 New Generator.Generator_C13_phaseB Bus1=C_13.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
119 New Generator.Generator_C13_phaseC Bus1=C_13.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(20 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
120
121 New Generator.Generator_C14_phaseA Bus1=C_14.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
122 New Generator.Generator_C14_phaseB Bus1=C_14.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
123 New Generator.Generator_C14_phaseC Bus1=C_14.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
124
125 New Generator.Generator_C17_phaseA Bus1=C_17.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
126 New Generator.Generator_C17_phaseB Bus1=C_17.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
127 New Generator.Generator_C17_phaseC Bus1=C_17.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(25 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
128
129 New Generator.Generator_C18_phaseA Bus1=C_18.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
130 New Generator.Generator_C18_phaseB Bus1=C_18.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
131 New Generator.Generator_C18_phaseC Bus1=C_18.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
132
133 New Generator.Generator_C19_phaseA Bus1=C_19.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(16 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
134 New Generator.Generator_C19_phaseB Bus1=C_19.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(16 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
135 New Generator.Generator_C19_phaseC Bus1=C_19.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(16 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
136
137 New Generator.Generator_C20_phaseA Bus1=C_20.1.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
138 New Generator.Generator_C20_phaseB Bus1=C_20.2.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
139 New Generator.Generator_C20_phaseC Bus1=C_20.3.4 phases=1 kv=(0.4 3 sqrt /) Basefreq=50 kw=(8 3 /) pf=0.9 vminpu=0.6
140
141
142 //Consumo EV en configuración monofásica
143 New Load.LoadEV_C1_phaseA phases=1 Bus1=C_1.1.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
144 New Load.LoadEV_C1_phaseB phases=1 Bus1=C_1.2.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C
145 New Load.LoadEV_C1_phaseC phases=1 Bus1=C_1.3.4 conn=weye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(25 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 // Daily=LS_C

```

```

146
147 New Load.LoadEV_C12_phaseA phases=1 Bus1=C_12.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
148 New Load.LoadEV_C12_phaseB phases=1 Bus1=C_12.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
149 New Load.LoadEV_C12_phaseC phases=1 Bus1=C_12.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
150
151 New Load.LoadEV_C13_phaseA phases=1 Bus1=C_13.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
152 New Load.LoadEV_C13_phaseB phases=1 Bus1=C_13.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
153 New Load.LoadEV_C13_phaseC phases=1 Bus1=C_13.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
154
155 New Load.LoadEV_C14_phaseA phases=1 Bus1=C_14.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(5 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
156 New Load.LoadEV_C14_phaseB phases=1 Bus1=C_14.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(5 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
157 New Load.LoadEV_C14_phaseC phases=1 Bus1=C_14.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(5 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
158
159 New Load.LoadEV_C17_phaseA phases=1 Bus1=C_17.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(5 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
160 New Load.LoadEV_C17_phaseB phases=1 Bus1=C_17.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(5 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
161 New Load.LoadEV_C17_phaseC phases=1 Bus1=C_17.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(5 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
162
163 New Load.LoadEV_C18_phaseA phases=1 Bus1=C_18.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(2 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
164 New Load.LoadEV_C18_phaseB phases=1 Bus1=C_18.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(2 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
165 New Load.LoadEV_C18_phaseC phases=1 Bus1=C_18.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(2 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
166
167 New Load.LoadEV_C19_phaseA phases=1 Bus1=C_19.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
168 New Load.LoadEV_C19_phaseB phases=1 Bus1=C_19.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
169 New Load.LoadEV_C19_phaseC phases=1 Bus1=C_19.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(4 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
170
171 New Load.LoadEV_C20_phaseA phases=1 Bus1=C_20.1.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(2 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
172 New Load.LoadEV_C20_phaseB phases=1 Bus1=C_20.2.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(2 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
173 New Load.LoadEV_C20_phaseC phases=1 Bus1=C_20.3.4 conn=wye Model=1 Basefreq=50 kv=(0.4 3 sqrt /) kva=(2 3 /) pf=0.95 vminpu=0.60 vmaxpu=2 //Daily=LS_C
174
175
176 // Configuración de las tensiones base
177 Set VoltageBases=[20 0.4]
178
179
180 // Actualizamos la lista de barras declaradas en el circuito
181 makebuslist
182
183
184 // Calculamos los voltajes base de cada barra
185 calcvoltagebases
186
187
188 // Configuración del modo
189 // set controlmode=static
190 // set mode=daily
191
192 // Selección de la hora a ejecutar
193 // set hour=9
194
195 // Ejecutar solución
196 // solve

```

## E.2 Flujo de Cargas Probabilístico Implementado en Matlab

El script creado en Matlab para ejecutar el PFL constará de varios programas que se ejecutarán de forma progresiva en un orden específico. El primer conjunto de scripts estará dedicado a la inicialización de los histogramas de cargas, generación y consumo del vehículo eléctrico. Una vez formado el histograma de datos, se procederá a la resolución del flujo de cargas probabilístico mediante la Simulación de Monte Carlo (SMC) y los Métodos de Estimación de Puntos (MDP), tal y como se ilustra en el diagrama de flujo de la Figura E.1. El programa desarrollado y expuesto corresponderá con el utilizado específicamente en el estudio realizado para el último caso de simulación (Subsección 5.3.2).

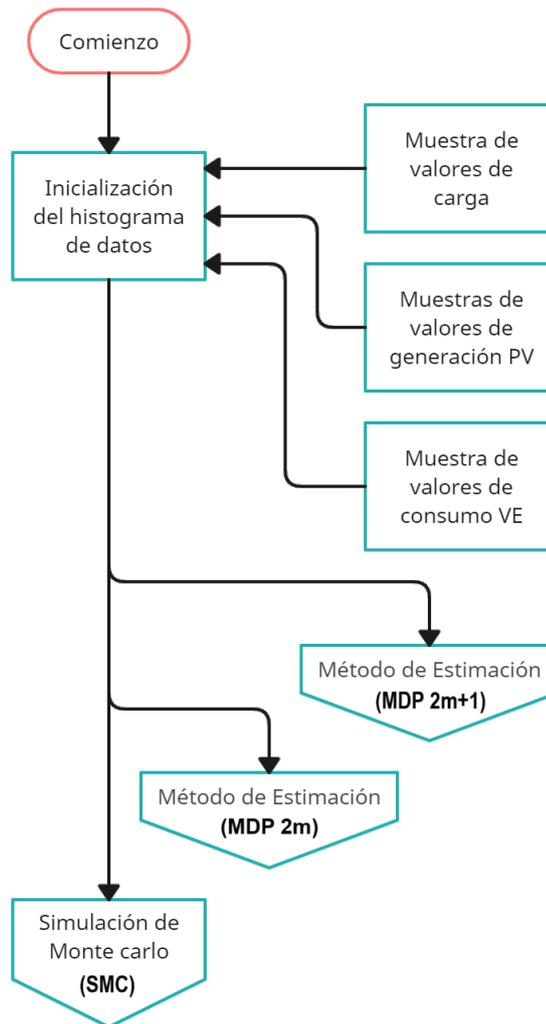


Figura E.1 Esquema del programa principal de Matlab.

### E.2.1 Inicialización del Histograma de Datos

Conocidos los parámetros probabilísticos o muestras de entrada de cada una de las variables aleatorias de entrada, se abordarán los aspectos relacionados con la inicialización del histograma de datos para las cargas, la generación fotovoltaica (PV) y el consumo de vehículos eléctricos (VE) dentro del contexto de Flujo de Cargas Probabilístico.

## Muestra de Valores de Carga

El Código E.2 inicializa la muestra de valores de carga dando como resultado una matriz donde cada fila corresponde con el conjunto de muestras para cada carga que se considerará variable aleatoria. Entre ellas se encuentran las cargas de los nudos C1, C12, C13, C14, C17, C18, C19 y C20. En cada carga se establecerá para cada fase una media  $u_{(carga, fase)}$  y una desviación estándar  $o_{(carga, fase)}$ . Para establecer los desequilibrios, cada una de las medias para cada fase serán multiplicadas por el porcentaje de desequilibrio deseado. Además, en cada modelo de carga se definirán dos conjuntos de valores aleatorios uniformemente distribuidos entre 0 y 1 para cada fase, creando una matriz 2x3 (dos valores aleatorios  $u1$  y  $u2$  para tres cargas monofásicas).

Tras formar los parámetros para todos los modelos de cargas, se iniciará un bucle para crear un histórico de datos para cada carga monofásica. En cada iteración, se usará el algoritmo de Box-Muller visto en la Sección 3.4. Todos los datos se almacenarán en una matriz final *histogram\_sample\_load*, donde cada fila corresponderá al histórico de datos de cada carga monofásica para todos los nudos. Dicha matriz se multiplicará con el perfil de carga correspondiente a la hora elegida simulada. Además, se creará un vector *load\_name* con los números que representan a las cargas para cada nudo, el cual se utilizará más adelante.

### Código E.2 Inicialización de histograma de cargas.

```

1 load_name = [1,12,13,14,17,18,19,20];
2 load_profile = [0.23 0.2 0.21 0.23 0.24 0.25 0.35 0.50 0.70 0.80 0.85 0.90 0.92 0.90 0.85 0.85 0.90 1.00 0.80 0.70 0.62 0.50 0.30 0.20];
3
4 % Modelo de carga nudo 1 (distribucion normal)
5 u_1a = 95*0.40; %Media de 95*0.40 kVA
6 u_1b = 95*0.30; %Media de 95*0.30 kVA
7 u_1c = 95*0.30; %Media de 95*0.30 kVA
8 o_1a = 0.05*u_1a; %Desviacion del 5%
9 o_1b = 0.05*u_1b; %Desviacion del 5%
10 o_1c = 0.05*u_1c; %Desviacion del 5%
11 u1 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
12
13 % Modelo de carga nudo 12 (distribucion normal)
14 u_12a = 16*0.40; %Media de 16*0.40 kVA
15 u_12b = 16*0.30; %Media de 16*0.30 kVA
16 u_12c = 16*0.30; %Media de 16*0.30 kVA
17 o_12a = 0.05*u_12a; %Desviacion del 5%
18 o_12b = 0.05*u_12b; %Desviacion del 5%
19 o_12c = 0.05*u_12c; %Desviacion del 5%
20 u12 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
21
22 % Modelo de carga nudo 13 (distribucion normal)
23 u_13a = 16*0.40; %Media de 16*0.40 kVA
24 u_13b = 16*0.30; %Media de 16*0.30 kVA
25 u_13c = 16*0.30; %Media de 16*0.30 kVA
26 o_13a = 0.05*u_13a; %Desviacion del 5%
27 o_13b = 0.05*u_13b; %Desviacion del 5%
28 o_13c = 0.05*u_13c; %Desviacion del 5%
29 u13 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
30
31 % Modelo de carga nudo 14 (distribucion normal)
32 u_14a = 20*0.40; %Media de 20*0.40 kVA
33 u_14b = 20*0.30; %Media de 20*0.30 kVA
34 u_14c = 20*0.30; %Media de 20*0.30 kVA
35 o_14a = 0.05*u_14a; %Desviacion del 5%
36 o_14b = 0.05*u_14b; %Desviacion del 5%
37 o_14c = 0.05*u_14c; %Desviacion del 5%
38 u14 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
39
40 % Modelo de carga nudo 17 (distribucion normal)
41 u_17a = 20*0.40; %Media de 20*0.40 kVA
42 u_17b = 20*0.30; %Media de 20*0.30 kVA
43 u_17c = 20*0.30; %Media de 20*0.30 kVA
44 o_17a = 0.05*u_17a; %Desviacion del 5%
45 o_17b = 0.05*u_17b; %Desviacion del 5%
46 o_17c = 0.05*u_17c; %Desviacion del 5%
47 u17 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
48
49 % Modelo de carga nudo 18 (distribucion normal)
50 u_18a = 6*0.40; %Media de 6*0.40 kVA
51 u_18b = 6*0.30; %Media de 6*0.30 kVA
52 u_18c = 6*0.30; %Media de 6*0.30 kVA
53 o_18a = 0.05*u_18a; %Desviacion del 5%
54 o_18b = 0.05*u_18b; %Desviacion del 5%
55 o_18c = 0.05*u_18c; %Desviacion del 5%
56 u18 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
57
58 % Modelo de carga nudo 19 (distribucion normal)
59 u_19a = 12*0.40; %Media de 12*0.40 kVA
60 u_19b = 12*0.30; %Media de 12*0.30 kVA
61 u_19c = 12*0.30; %Media de 12*0.30 kVA
62 o_19a = 0.05*u_19a; %Desviacion del 5%
63 o_19b = 0.05*u_19b; %Desviacion del 5%
64 o_19c = 0.05*u_19c; %Desviacion del 5%
65 u19 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
66
67 % Modelo de carga nudo 20 (distribucion normal)
68 u_20a = 6*0.40; %Media de 6*0.40 kVA
69 u_20b = 6*0.30; %Media de 6*0.30 kVA
70 u_20c = 6*0.30; %Media de 6*0.30 kVA
71 o_20a = 0.05*u_20a; %Desviacion del 5%
72 o_20b = 0.05*u_20b; %Desviacion del 5%
73 o_20c = 0.05*u_20c; %Desviacion del 5%
74 u20 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
75
76 for i=1:muestras

```

```

77 %Historico datos carga nudo 1
78 histogram_sample1_load_a(i) = u_1a+cos(2*pi*u1(1,1,i))*o_1a*sqrt(-2*log(u1(2,1,i)));
79 histogram_sample1_load_b(i) = u_1b+cos(2*pi*u1(1,2,i))*o_1b*sqrt(-2*log(u1(2,2,i)));
80 histogram_sample1_load_c(i) = u_1c+cos(2*pi*u1(1,3,i))*o_1c*sqrt(-2*log(u1(2,3,i)));
81
82 %Historico datos carga nudo 12
83 histogram_sample12_load_a(i) = u_12a+cos(2*pi*u12(1,1,i))*o_12a*sqrt(-2*log(u12(2,1,i)));
84 histogram_sample12_load_b(i) = u_12b+cos(2*pi*u12(1,2,i))*o_12b*sqrt(-2*log(u12(2,2,i)));
85 histogram_sample12_load_c(i) = u_12c+cos(2*pi*u12(1,3,i))*o_12c*sqrt(-2*log(u12(2,3,i)));
86
87 %Historico datos carga nudo 13
88 histogram_sample13_load_a(i) = u_13a+cos(2*pi*u13(1,1,i))*o_13a*sqrt(-2*log(u13(2,1,i)));
89 histogram_sample13_load_b(i) = u_13b+cos(2*pi*u13(1,2,i))*o_13b*sqrt(-2*log(u13(2,2,i)));
90 histogram_sample13_load_c(i) = u_13c+cos(2*pi*u13(1,3,i))*o_13c*sqrt(-2*log(u13(2,3,i)));
91
92 %Historico datos carga nudo 14
93 histogram_sample14_load_a(i) = u_14a+cos(2*pi*u14(1,1,i))*o_14a*sqrt(-2*log(u14(2,1,i)));
94 histogram_sample14_load_b(i) = u_14b+cos(2*pi*u14(1,2,i))*o_14b*sqrt(-2*log(u14(2,2,i)));
95 histogram_sample14_load_c(i) = u_14c+cos(2*pi*u14(1,3,i))*o_14c*sqrt(-2*log(u14(2,3,i)));
96
97 %Historico datos carga nudo 17
98 histogram_sample17_load_a(i) = u_17a+cos(2*pi*u17(1,1,i))*o_17a*sqrt(-2*log(u17(2,1,i)));
99 histogram_sample17_load_b(i) = u_17b+cos(2*pi*u17(1,2,i))*o_17b*sqrt(-2*log(u17(2,2,i)));
100 histogram_sample17_load_c(i) = u_17c+cos(2*pi*u17(1,3,i))*o_17c*sqrt(-2*log(u17(2,3,i)));
101
102 %Historico datos carga nudo 18
103 histogram_sample18_load_a(i) = u_18a+cos(2*pi*u18(1,1,i))*o_18a*sqrt(-2*log(u18(2,1,i)));
104 histogram_sample18_load_b(i) = u_18b+cos(2*pi*u18(1,2,i))*o_18b*sqrt(-2*log(u18(2,2,i)));
105 histogram_sample18_load_c(i) = u_18c+cos(2*pi*u18(1,3,i))*o_18c*sqrt(-2*log(u18(2,3,i)));
106
107 %Historico datos carga nudo 19
108 histogram_sample19_load_a(i) = u_19a+cos(2*pi*u19(1,1,i))*o_19a*sqrt(-2*log(u19(2,1,i)));
109 histogram_sample19_load_b(i) = u_19b+cos(2*pi*u19(1,2,i))*o_19b*sqrt(-2*log(u19(2,2,i)));
110 histogram_sample19_load_c(i) = u_19c+cos(2*pi*u19(1,3,i))*o_19c*sqrt(-2*log(u19(2,3,i)));
111
112 %Historico datos carga nudo 20
113 histogram_sample20_load_a(i) = u_20a+cos(2*pi*u20(1,1,i))*o_20a*sqrt(-2*log(u20(2,1,i)));
114 histogram_sample20_load_b(i) = u_20b+cos(2*pi*u20(1,2,i))*o_20b*sqrt(-2*log(u20(2,2,i)));
115 histogram_sample20_load_c(i) = u_20c+cos(2*pi*u20(1,3,i))*o_20c*sqrt(-2*log(u20(2,3,i)));
116 end
117
118 histogram_sample_load = [histogram_sample1_load_a;histogram_sample1_load_b;histogram_sample1_load_c;
119 histogram_sample12_load_a;histogram_sample12_load_b;histogram_sample12_load_c;
120 histogram_sample13_load_a;histogram_sample13_load_b;histogram_sample13_load_c;
121 histogram_sample14_load_a;histogram_sample14_load_b;histogram_sample14_load_c;
122 histogram_sample17_load_a;histogram_sample17_load_b;histogram_sample17_load_c;
123 histogram_sample18_load_a;histogram_sample18_load_b;histogram_sample18_load_c;
124 histogram_sample19_load_a;histogram_sample19_load_b;histogram_sample19_load_c;
125 histogram_sample20_load_a;histogram_sample20_load_b;histogram_sample20_load_c;] * load_profile (hora);

```

### Muestra de Valores de Generación PV

El Código E.3 inicializa la muestra de valores de generación PV dando como resultado una matriz donde cada fila corresponde con el conjunto de muestras para cada generador que se considerará variable aleatoria. A diferencia de la inicialización del histograma de cargas, para cada modelo de generación, sólo se definirán una media (correspondiente al escalado de potencia de generación del nudo perteneciente) y dos conjuntos de valores aleatorios, pues la desviación estándar vendrá dada por el análisis de datos reales obtenidos de una producción PV conocida (generaciones\_res\_norm.mat). En este caso, también se podrán establecer desequilibrios, pues cada una de las medias de las fases serán multiplicadas por el porcentaje de desequilibrio deseado. Por lo tanto, una vez cargada la muestra de datos (formada por 15 perfiles con 600 puntos que representan 24 horas del día) y definida la hora de estudio elegida, se tomarán los datos de dicho intervalo de horas correspondiente (intervalo de muestras comprendido entre la hora elegida y la anterior para cada uno de los 15 perfiles), creando el histograma de muestras *histogram\_sample\_gen\_data*, cuyos valores de potencia estarán en p.u.

Tras definir parámetros y caracterizar el comportamiento de generación, se iniciará un bucle para crear un histórico de datos para cada generador monofásico. De nuevo, en cada iteración se usará el algoritmo de Box-Muller visto en la Sección 3.4, con la diferencia que la media y desviación estándar requeridos se obtendrán mediante el ajuste correspondiente al histograma de muestras anterior escalado al valor medio del modelo de generación formado al principio. Por lo tanto, la media se obtendrá a través de *mean(histogram\_sample\_gen\_data\*u\_(carga, fase))* y la desviación estándar mediante *std(histogram\_sample\_gen\_data\*u\_(carga, fase))*. Todos los datos se almacenarán en una matriz final *histogram\_sample\_gen*, donde cada fila corresponderá al histórico de datos de cada generador monofásico para todos los nudos. Además, se creará un vector *gen\_name* con los números que representan a los generadores, el cual se utilizará más adelante.

### Código E.3 Inicialización de histograma de generacion.

```

1  %% Inicialización de histograma de generacion (produccion del 80%)
2
3  gen_name = [1,12,13,14,17,18,19,20];
4  load('generaciones_res_norm.mat');
5  iter = 1;
6
7  % Modelo de generacion nudo 1 (distribucion normal)
8  u_1a = 95/3 *0.80; %Media de 95/3 kVA
9  u_1b = 95/3 *0.80; %Media de 95/3 kVA
10 u_1c = 95/3 *0.80; %Media de 95/3 kVA
11 u1 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
12
13 % Modelo de generacion nudo 12 (distribucion normal)
14 u_12a = 16/3 *0.80; %Media de 16/3 kVA
15 u_12b = 16/3 *0.80; %Media de 16/3 kVA
16 u_12c = 16/3 *0.80; %Media de 16/3 kVA
17 u12 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
18
19 % Modelo de generacion nudo 13 (distribucion normal)
20 u_13a = 16/3 *0.80; %Media de 16/3 kVA
21 u_13b = 16/3 *0.80; %Media de 16/3 kVA
22 u_13c = 16/3 *0.80; %Media de 16/3 kVA
23 u13 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
24
25 % Modelo de generacion nudo 14 (distribucion normal)
26 u_14a = 20/3 *0.80; %Media de 20/3 kVA
27 u_14b = 20/3 *0.80; %Media de 20/3 kVA
28 u_14c = 20/3 *0.80; %Media de 20/3 kVA
29 u14 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
30
31 % Modelo de generacion nudo 17 (distribucion normal)
32 u_17a = 20/3 *0.80; %Media de 20/3 kVA
33 u_17b = 20/3 *0.80; %Media de 20/3 kVA
34 u_17c = 20/3 *0.80; %Media de 20/3 kVA
35 u17 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
36
37 % Modelo de generacion nudo 18 (distribucion normal)
38 u_18a = 6/3 *0.80; %Media de 6/3 kVA
39 u_18b = 6/3 *0.80; %Media de 6/3 kVA
40 u_18c = 6/3 *0.80; %Media de 6/3 kVA
41 u18 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
42
43 % Modelo de generacion nudo 19 (distribucion normal)
44 u_19a = 12/3 *0.80; %Media de 12/3 kVA
45 u_19b = 12/3 *0.80; %Media de 12/3 kVA
46 u_19c = 12/3 *0.80; %Media de 12/3 kVA
47 u19 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
48
49 % Modelo de generacion nudo 20 (distribucion normal)
50 u_20a = 6/3 *0.80; %Media de 6/3 kVA
51 u_20b = 6/3 *0.80; %Media de 6/3 kVA
52 u_20c = 6/3 *0.80; %Media de 6/3 kVA
53 u20 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
54
55 for i=1:15
56     for j=((hora*600)/24)-24:((hora*600)/24)
57         histogram_sample_gen_data(iter) = generacion_norm(i,j);
58         iter = iter +1;
59     end
60 end
61
62 for i=1:muestras

```

```

63 %Historico datos generacion nudo 1
64 histogram_sample1_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_1a)+cos(2*pi*u_1(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_1a)*sqrt(-2*log(u_1(2,1,i)));
65 histogram_sample1_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_1b)+cos(2*pi*u_1(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_1b)*sqrt(-2*log(u_1(2,2,i)));
66 histogram_sample1_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_1c)+cos(2*pi*u_1(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_1c)*sqrt(-2*log(u_1(2,3,i)));
67
68 %Historico datos generacion nudo 12
69 histogram_sample12_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_12a)+cos(2*pi*u_12(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_12a)*sqrt(-2*log(u_12(2,1,i)));
70 histogram_sample12_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_12b)+cos(2*pi*u_12(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_12b)*sqrt(-2*log(u_12(2,2,i)));
71 histogram_sample12_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_12c)+cos(2*pi*u_12(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_12c)*sqrt(-2*log(u_12(2,3,i)));
72
73 %Historico datos generacion nudo 13
74 histogram_sample13_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_13a)+cos(2*pi*u_13(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_13a)*sqrt(-2*log(u_13(2,1,i)));
75 histogram_sample13_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_13b)+cos(2*pi*u_13(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_13b)*sqrt(-2*log(u_13(2,2,i)));
76 histogram_sample13_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_13c)+cos(2*pi*u_13(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_13c)*sqrt(-2*log(u_13(2,3,i)));
77
78 %Historico datos generacion nudo 14
79 histogram_sample14_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_14a)+cos(2*pi*u_14(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_14a)*sqrt(-2*log(u_14(2,1,i)));
80 histogram_sample14_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_14b)+cos(2*pi*u_14(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_14b)*sqrt(-2*log(u_14(2,2,i)));
81 histogram_sample14_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_14c)+cos(2*pi*u_14(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_14c)*sqrt(-2*log(u_14(2,3,i)));
82
83 %Historico datos generacion nudo 17
84 histogram_sample17_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_17a)+cos(2*pi*u_17(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_17a)*sqrt(-2*log(u_17(2,1,i)));
85 histogram_sample17_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_17b)+cos(2*pi*u_17(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_17b)*sqrt(-2*log(u_17(2,2,i)));
86 histogram_sample17_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_17c)+cos(2*pi*u_17(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_17c)*sqrt(-2*log(u_17(2,3,i)));
87
88 %Historico datos generacion nudo 18
89 histogram_sample18_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_18a)+cos(2*pi*u_18(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_18a)*sqrt(-2*log(u_18(2,1,i)));
90 histogram_sample18_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_18b)+cos(2*pi*u_18(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_18b)*sqrt(-2*log(u_18(2,2,i)));
91 histogram_sample18_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_18c)+cos(2*pi*u_18(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_18c)*sqrt(-2*log(u_18(2,3,i)));
92
93 %Historico datos generacion nudo 19
94 histogram_sample19_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_19a)+cos(2*pi*u_19(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_19a)*sqrt(-2*log(u_19(2,1,i)));
95 histogram_sample19_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_19b)+cos(2*pi*u_19(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_19b)*sqrt(-2*log(u_19(2,2,i)));
96 histogram_sample19_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_19c)+cos(2*pi*u_19(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_19c)*sqrt(-2*log(u_19(2,3,i)));
97
98 %Historico datos generacion nudo 20
99 histogram_sample20_gen_a(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_20a)+cos(2*pi*u_20(1,1,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_20a)*sqrt(-2*log(u_20(2,1,i)));
100 histogram_sample20_gen_b(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_20b)+cos(2*pi*u_20(1,2,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_20b)*sqrt(-2*log(u_20(2,2,i)));
101 histogram_sample20_gen_c(i) = mean(histogram_sample_gen_data*u_20c)+cos(2*pi*u_20(1,3,i))*std(histogram_sample_gen_data*u_20c)*sqrt(-2*log(u_20(2,3,i)));
102
103 end
104 histogram_sample_gen = [histogram_sample1_gen_a:histogram_sample1_gen_b:histogram_sample1_gen_c;
105 histogram_sample12_gen_a:histogram_sample12_gen_b:histogram_sample12_gen_c;
106 histogram_sample13_gen_a:histogram_sample13_gen_b:histogram_sample13_gen_c;
107 histogram_sample14_gen_a:histogram_sample14_gen_b:histogram_sample14_gen_c;
108 histogram_sample17_gen_a:histogram_sample17_gen_b:histogram_sample17_gen_c;
109 histogram_sample18_gen_a:histogram_sample18_gen_b:histogram_sample18_gen_c;
110 histogram_sample19_gen_a:histogram_sample19_gen_b:histogram_sample19_gen_c;
111 histogram_sample20_gen_a:histogram_sample20_gen_b:histogram_sample20_gen_c;];

```

## Muestra de Valores de Consumo VE

Dado que el esquema V2G para el consumo VE será excluido, teniendo sólo en cuenta el consumo de carga de baterías, el modelado de dicho consumo será como el de una carga normal. Por lo tanto, la inicialización de la muestra de valores de consumo VE del Código E.4 será muy similar a la vista anteriormente en la inicialización del histograma de cargas del Código E.2. La única diferencia se encontrará en el modelado de consumo VE del nudo C1, dado que corresponderá con una estación de carga trifásica y equilibrada (sólo existirán una media, una desviación estándar y dos variables aleatorias, sin desequilibrio), mientras que el resto de estaciones se modelarán como un consumo monofásico independiente.

En este caso, todos los datos de las muestras generadas se almacenarán en una matriz final *histogram\_sample\_loadEV*, donde cada fila corresponderá al histórico de datos de cada consumo VE monofásico para todos los nudos. Además, se creará un vector *loadEV\_name* con el número de nudo que pertenece cada consumo, el cual también se utilizará más adelante.

### Código E.4 Inicialización de histograma de consumo VE.

```

1 %% Inicialización de histograma consumo vehiculo electrico
2
3 loadEV_name = [1,12,13,14,17,18,19,20];
4
5 % Modelo de consumo EV nudo 1 (distribucion normal)
6 u_1 = 25/3; %Media de 25 kVA equilibrados
7 o_1 = 0.20; %Desviacion del 20%
8 u1 = rand(2,1,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
9
10 % Modelo de consumo EV nudo 12 (distribucion normal)
11 u_12a = 4*0.50; %Media de 4*0.50 kVA
12 u_12b = 4*0.20; %Media de 4*0.20 kVA
13 u_12c = 4*0.30; %Media de 4*0.30 kVA
14 o_12a = 0.05*o_12a; %Desviacion del 5%
15 o_12b = 0.05*o_12b; %Desviacion del 5%
16 o_12c = 0.05*o_12c; %Desviacion del 5%
17 u12 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
18
19 % Modelo de consumo EV nudo 13 (distribucion normal)
20 u_13a = 4*0.50; %Media de 4*0.50 kVA
21 u_13b = 4*0.20; %Media de 4*0.20 kVA
22 u_13c = 4*0.30; %Media de 4*0.30 kVA
23 o_13a = 0.05*o_13a; %Desviacion del 5%
24 o_13b = 0.05*o_13b; %Desviacion del 5%
25 o_13c = 0.05*o_13c; %Desviacion del 5%
26 u13 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
27
28 % Modelo de consumo EV nudo 14 (distribucion normal)
29 u_14a = 5*0.50; %Media de 5*0.50 kVA
30 u_14b = 5*0.20; %Media de 5*0.20 kVA
31 u_14c = 5*0.30; %Media de 5*0.30 kVA
32 o_14a = 0.05*o_14a; %Desviacion del 5%
33 o_14b = 0.05*o_14b; %Desviacion del 5%
34 o_14c = 0.05*o_14c; %Desviacion del 5%
35 u14 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
36
37 % Modelo de consumo EV nudo 17 (distribucion normal)
38 u_17a = 5*0.50; %Media de 5*0.50 kVA
39 u_17b = 5*0.20; %Media de 5*0.20 kVA
40 u_17c = 5*0.30; %Media de 5*0.30 kVA
41 o_17a = 0.05*o_17a; %Desviacion del 5%
42 o_17b = 0.05*o_17b; %Desviacion del 5%
43 o_17c = 0.05*o_17c; %Desviacion del 5%
44 u17 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
45
46 % Modelo de consumo EV nudo 18 (distribucion normal)
47 u_18a = 2*0.50; %Media de 2*0.50 kVA
48 u_18b = 2*0.20; %Media de 2*0.20 kVA
49 u_18c = 2*0.30; %Media de 2*0.30 kVA
50 o_18a = 0.05*o_18a; %Desviacion del 5%
51 o_18b = 0.05*o_18b; %Desviacion del 5%
52 o_18c = 0.05*o_18c; %Desviacion del 5%
53 u18 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
54
55 % Modelo de consumo EV nudo 19 (distribucion normal)
56 u_19a = 4*0.50; %Media de 4*0.50 kVA
57 u_19b = 4*0.20; %Media de 4*0.20 kVA
58 u_19c = 4*0.30; %Media de 4*0.30 kVA
59 o_19a = 0.05*o_19a; %Desviacion del 5%
60 o_19b = 0.05*o_19b; %Desviacion del 5%
61 o_19c = 0.05*o_19c; %Desviacion del 5%
62 u19 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
63
64 % Modelo de consumo EV nudo 20 (distribucion normal)
65 u_20a = 2*0.50; %Media de 2*0.50 kVA
66 u_20b = 2*0.20; %Media de 2*0.20 kVA
67 u_20c = 2*0.30; %Media de 2*0.30 kVA
68 o_20a = 0.05*o_20a; %Desviacion del 5%
69 o_20b = 0.05*o_20b; %Desviacion del 5%
70 o_20c = 0.05*o_20c; %Desviacion del 5%
71 u20 = rand(2,3,muestras); %Creacion de variables random u1 y u2
72
73 for i=1:muestras
74 %Historico datos consumo EV nudo 1
75 histogram_sample1_loadEV_a(i) = u_1+cos(2*pi*u1(1,1,i))*o_1*sqrt(-2*log(u1(2,1,i)));
76 histogram_sample1_loadEV_b(i) = u_1+cos(2*pi*u1(1,1,i))*o_1*sqrt(-2*log(u1(2,1,i)));
77 histogram_sample1_loadEV_c(i) = u_1+cos(2*pi*u1(1,1,i))*o_1*sqrt(-2*log(u1(2,1,i)));
78
79 %Historico datos consumo EV nudo 12
80 histogram_sample12_loadEV_a(i) = u_12a+cos(2*pi*u12(1,1,i))*o_12a*sqrt(-2*log(u12(2,1,i)));
81 histogram_sample12_loadEV_b(i) = u_12b+cos(2*pi*u12(1,2,i))*o_12b*sqrt(-2*log(u12(2,2,i)));
82 histogram_sample12_loadEV_c(i) = u_12c+cos(2*pi*u12(1,3,i))*o_12c*sqrt(-2*log(u12(2,3,i)));

```

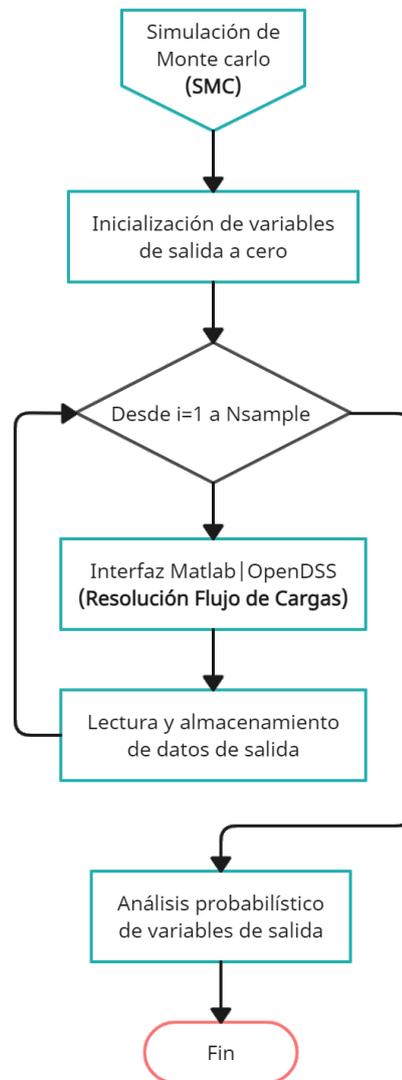
```

83
84 %Historico datos consumo EV nudo 13
85 histogram_sample13_loadEV_a(i) = u_13a+cos(2*pi*u13(1,1,i))*o_13a*sqrt(-2*log(u13(2,1,i)));
86 histogram_sample13_loadEV_b(i) = u_13b+cos(2*pi*u13(1,2,i))*o_13b*sqrt(-2*log(u13(2,2,i)));
87 histogram_sample13_loadEV_c(i) = u_13c+cos(2*pi*u13(1,3,i))*o_13c*sqrt(-2*log(u13(2,3,i)));
88
89 %Historico datos consumo EV nudo 14
90 histogram_sample14_loadEV_a(i) = u_14a+cos(2*pi*u14(1,1,i))*o_14a*sqrt(-2*log(u14(2,1,i)));
91 histogram_sample14_loadEV_b(i) = u_14b+cos(2*pi*u14(1,2,i))*o_14b*sqrt(-2*log(u14(2,2,i)));
92 histogram_sample14_loadEV_c(i) = u_14c+cos(2*pi*u14(1,3,i))*o_14c*sqrt(-2*log(u14(2,3,i)));
93
94 %Historico datos consumo EV nudo 17
95 histogram_sample17_loadEV_a(i) = u_17a+cos(2*pi*u17(1,1,i))*o_17a*sqrt(-2*log(u17(2,1,i)));
96 histogram_sample17_loadEV_b(i) = u_17b+cos(2*pi*u17(1,2,i))*o_17b*sqrt(-2*log(u17(2,2,i)));
97 histogram_sample17_loadEV_c(i) = u_17c+cos(2*pi*u17(1,3,i))*o_17c*sqrt(-2*log(u17(2,3,i)));
98
99 %Historico datos consumo EV nudo 18
100 histogram_sample18_loadEV_a(i) = u_18a+cos(2*pi*u18(1,1,i))*o_18a*sqrt(-2*log(u18(2,1,i)));
101 histogram_sample18_loadEV_b(i) = u_18b+cos(2*pi*u18(1,2,i))*o_18b*sqrt(-2*log(u18(2,2,i)));
102 histogram_sample18_loadEV_c(i) = u_18c+cos(2*pi*u18(1,3,i))*o_18c*sqrt(-2*log(u18(2,3,i)));
103
104 %Historico datos consumo EV nudo 19
105 histogram_sample19_loadEV_a(i) = u_19a+cos(2*pi*u19(1,1,i))*o_19a*sqrt(-2*log(u19(2,1,i)));
106 histogram_sample19_loadEV_b(i) = u_19b+cos(2*pi*u19(1,2,i))*o_19b*sqrt(-2*log(u19(2,2,i)));
107 histogram_sample19_loadEV_c(i) = u_19c+cos(2*pi*u19(1,3,i))*o_19c*sqrt(-2*log(u19(2,3,i)));
108
109 %Historico datos consumo EV nudo 20
110 histogram_sample20_loadEV_a(i) = u_20a+cos(2*pi*u20(1,1,i))*o_20a*sqrt(-2*log(u20(2,1,i)));
111 histogram_sample20_loadEV_b(i) = u_20b+cos(2*pi*u20(1,2,i))*o_20b*sqrt(-2*log(u20(2,2,i)));
112 histogram_sample20_loadEV_c(i) = u_20c+cos(2*pi*u20(1,3,i))*o_20c*sqrt(-2*log(u20(2,3,i)));
113 end
114
115 histogram_sample_loadEV = [histogram_sample1_loadEV_a;histogram_sample1_loadEV_b;histogram_sample1_loadEV_c;
116 histogram_sample12_loadEV_a;histogram_sample12_loadEV_b;histogram_sample12_loadEV_c;
117 histogram_sample13_loadEV_a;histogram_sample13_loadEV_b;histogram_sample13_loadEV_c;
118 histogram_sample14_loadEV_a;histogram_sample14_loadEV_b;histogram_sample14_loadEV_c;
119 histogram_sample17_loadEV_a;histogram_sample17_loadEV_b;histogram_sample17_loadEV_c;
120 histogram_sample18_loadEV_a;histogram_sample18_loadEV_b;histogram_sample18_loadEV_c;
121 histogram_sample19_loadEV_a;histogram_sample19_loadEV_b;histogram_sample19_loadEV_c;
122 histogram_sample20_loadEV_a;histogram_sample20_loadEV_b;histogram_sample20_loadEV_c];

```

### E.2.2 Simulación de Monte Carlo

Una vez definida la cantidad de escenarios o muestras a simular y la hora elegida, se podrán ejecutar las inicializaciones del histograma de datos de carga, generación PV y consumo VE. Con todo esto, se dará paso al primer método de resolución del PFL: la Simulación de Monte Carlo, la cual se encuentra expuesta en el Código E.5.



**Figura E.2** Proceso de Simulación de Monte Carlo (SMC) en Matlab.

Siguiendo el diagrama de flujo de la Figura E.2, el modelo comenzará inicializando a cero una serie de variables que servirán para almacenar los datos de salida deseados, como las intensidades de transformador (*histogram\_current\_mag\_trafo*), las corrientes de líneas de cabeza (*histogram\_current\_mag\_X*), las tensiones nodales (*histogram\_voltage\_mag\_X*) y las pérdidas (*histogram\_lossses*). Posteriormente se establecerán dos variables para contar el número de simulaciones e iteraciones tomados para obtener el resultado final (*N\_simulaciones\_SMC*, *N\_iteraciones\_SMC*). Por cada escenario o muestra se realizará un flujo de cargas, por lo que cada iteración del bucle a realizar se llamará a OpenDSS. Dicha llamada devolverá tres archivos de formato .CSV que contendrán las tensiones, corrientes y pérdidas de toda la red. A continuación se procederá a leer dichos archivos, almacenando los resultados de interés en los vectores inicializados al principio. En este caso, cada escenario supondrá una simulación, un flujo de cargas, y por lo tanto, una iteración.

## Código E.5 Simulación de Monte Carlo (SMC).

```

1      %% Simulacion de Monte Carlo (SMC)
2
3      muestras = 1000;           %%Numero de muestras
4      hora = 18;                %%Hora del dia a simular (1-24h)
5
6      run(' inicializacion_histograma_cargas .m')           %%Proporciona "load_name[]", "histogram_sample_load[]"
7      run(' inicializacion_histograma_generacion .m')       %%Proporciona "gen_name[]", "histogram_sample_gen[]"
8      run(' inicializacion_histograma_consumoEV.m')         %%Proporciona "EV_name[]", "histograma_sample_EV[]"
9
10     histogram_losses = zeros(muestras,1);                %%Perdidas totales de la red para todas las muestras
11     histogram_current_mag_trafo = zeros(muestras,4);    %%Intensidades fase a, b, c para todas las muestras trafo
12     histogram_current_mag_1 = zeros(muestras,4);       %%Intensidades fase a, b, c para todas las muestras rama L1
13     histogram_current_mag_3 = zeros(muestras,4);       %%Intensidades fase a, b, c para todas las muestras rama L3
14     histogram_current_mag_5 = zeros(muestras,4);       %%Intensidades fase a, b, c para todas las muestras rama L5
15     histogram_current_mag_9 = zeros(muestras,4);       %%Intensidades fase a, b, c para todas las muestras rama L9
16     histogram_current_mag_14 = zeros(muestras,4);      %%Intensidades fase a, b, c para todas las muestras rama L14
17     histogram_voltage_mag_1 = zeros(muestras,4);       %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C1
18     histogram_voltage_mag_12 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C12
19     histogram_voltage_mag_13 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C13
20     histogram_voltage_mag_14 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C14
21     histogram_voltage_mag_17 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C17
22     histogram_voltage_mag_18 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C18
23     histogram_voltage_mag_19 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C19
24     histogram_voltage_mag_20 = zeros(muestras,4);     %%Tensiones fase a, b, c para todas las muestras nudo C20
25     N_simulaciones_SMC = 0;                             %%Numero simulaciones de Monte Carlo
26     N_iteraciones_SMC = 0;                             %%Numero iteraciones de Monte Carlo
27
28     for i=1:muestras
29         run(' ejecutar_SMC_Matlab_DSS.m')               %%Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
30
31         voltage = csvread( strcat(' voltage_redBT.CSV'),1,1);
32         v_cab = [ voltage (2:21,3,7,11,15) ];           %%Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
33
34         current = csvread( strcat(' current_redBT.CSV'),1,1);
35         i_cab = [ current (3:21,1,3,5,7) ];             %%Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
36
37         current = csvread( strcat(' current_redBT.CSV'),1,1);
38         i_trafo = [ current (2,1,3,5,7) ];             %%Corriente del trafo por hora
39
40         loss_file = csvread( strcat(' losses_redBT.CSV'),1,1);
41         loss_cab = [ loss_file (1:20,1) ];              %%Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafo)
42
43         histogram_losses(i) = sum(loss_cab);
44         histogram_current_mag_trafo(i,:) = i_trafo(1,:);
45         histogram_current_mag_1(i,:) = i_cab(1,:);
46         histogram_current_mag_3(i,:) = i_cab(3,:);
47         histogram_current_mag_5(i,:) = i_cab(5,:);
48         histogram_current_mag_9(i,:) = i_cab(9,:);
49         histogram_current_mag_14(i,:) = i_cab(14,:);
50         histogram_voltage_mag_1(i,:) = v_cab(1,:);
51         histogram_voltage_mag_12(i,:) = v_cab(12,:);
52         histogram_voltage_mag_13(i,:) = v_cab(13,:);
53         histogram_voltage_mag_14(i,:) = v_cab(14,:);
54         histogram_voltage_mag_17(i,:) = v_cab(17,:);
55         histogram_voltage_mag_18(i,:) = v_cab(18,:);
56         histogram_voltage_mag_19(i,:) = v_cab(19,:);
57         histogram_voltage_mag_20(i,:) = v_cab(20,:);
58         N_simulaciones_SMC = N_simulaciones_SMC +1;
59         N_iteraciones_SMC = N_iteraciones_SMC +1;
60     end

```

La llamada a OpenDSS se realizará mediante la interfaz mostrada en el Código E.6, la cual se encargará de modificar el valor de carga, de generación PV y consumo VE para posteriormente ejecutar el flujo de cargas y crear los ficheros de datos .CSV de tensión, corrientes y pérdidas. Para modificar los valores de las diferentes variables aleatorias, se hará uso de los vectores *load\_name*, *gen\_name* y *loadEV\_name*, con los cuales se podrá realizar un bucle doble gracias a la función de Matlab *num2str()*<sup>1</sup>. Dicha función permitirá recorrer los nudos correspondientes de todas las variables de entrada para todas sus fases, además de definir la muestra perteneciente a la iteración simulada.

Finalmente, una vez almacenados los datos de salida deseados, se podrá usar la función de Matlab *fitdist(x, distname)* para crea un objeto de distribución de probabilidad ajustando la distribución especificada por "distname" a los datos en el vector de columna "x" de entrada. Dicho objeto de distribución proporcionará la media y desviación estándar de las variables de salidas estudiadas. A continuación, se muestra un ejemplo para el análisis de la tensión de un nudo cualquiera para una fase específica:

```

1      histogram_voltage_mag_X_A = histogram_voltage_mag_X(c,1);           %%Histograma de datos de tension del nudo X para la fase A
2
3      pdSMC = fitdist(histogram_voltage_mag_X_A,'Normal');
4      Resultados(1,1) = pdSMC.mu;
5      Resultados(1,2) = pdSMC.sigma;

```

<sup>1</sup> La función de Matlab *num2str()* convierte un arreglo numérico en un arreglo de caracteres. El uso de esta función permite que Matlab genere un texto de comando a OpenDSS formado por una única cadena de caracteres.

## Código E.6 Interfaz Matlab | OpenDSS (SMC).

```

1 %% ARRANQUE DE OPENDSS. Activación del COM Server y comunicación con ActiveX de Matlab.
2 % Se inicia el COM Server de OpenDSS. Matlab utiliza su servidor ActiveX
3 % integrado para comunicarse con el COM Server de OpenDSS, de esta manera
4 % dicho servidor será la interfaz entre ambos programas.
5 DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
6 % Se inicia la DSS. (Sólo necesario la primera vez que se inicia Matlab).
7 DSSObj.Start(0) % Devolverá un 1 si OpenDSS está disponible y funcionando.
8 DSSText = DSSObj.Text; % Se define la interfaz de texto. Con este comando se introducirán las instrucciones a OpenDSS desde Matlab
9 DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit; % Se define la interfaz del circuito.
10 DSSSolution = DSSCircuit.Solution; % Se define la interfaz de la solución.
11 DSSLoads = DSSCircuit.Loads; % Se define la interfaz de las cargas del circuito
12 %% Compilación del script del circuito IEEE34 desde el directorio donde esté guardado
13 DSSText.Command = 'Compile "C:\Red Comercial\Cigré\Caso 11\RED_Comercial_Equilibrada"';
14
15 %% Cambio valor carga
16
17 c = 1; %Contador de iteraciones totales
18
19 for j=1:length(load_name)
20     for f=1:3
21         if f==1
22             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(j)),'_phaseA kva=',num2str(histogram_sample_load(c,i)));
23         elseif f==2
24             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(j)),'_phaseB kva=',num2str(histogram_sample_load(c,i)));
25         elseif f==3
26             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(j)),'_phaseC kva=',num2str(histogram_sample_load(c,i)));
27         end
28     end
29     c = c+1;
30 end
31 end
32
33 %% Cambio valor generacion
34
35 c = 1; %Contador de iteraciones totales
36
37 for j=1:length(gen_name)
38     for f=1:3
39         if f==1
40             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(j)),'_phaseA kw=',num2str(histogram_sample_gen(c,i)));
41         elseif f==2
42             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(j)),'_phaseB kw=',num2str(histogram_sample_gen(c,i)));
43         elseif f==3
44             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(j)),'_phaseC kw=',num2str(histogram_sample_gen(c,i)));
45         end
46     end
47     c = c+1;
48 end
49 end
50
51 %% Cambio valor consumo EV
52
53 c = 1; %Contador de iteraciones totales
54
55 for j=1:length(loadEV_name)
56     for f=1:3
57         if f==1
58             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(j)),'_phaseA kva=',num2str(histogram_sample_loadEV(c,i)));
59         elseif f==2
60             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(j)),'_phaseB kva=',num2str(histogram_sample_loadEV(c,i)));
61         elseif f==3
62             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(j)),'_phaseC kva=',num2str(histogram_sample_loadEV(c,i)));
63         end
64     end
65     c = c+1;
66 end
67 end
68
69 DSSSolution.Solve();
70
71 % DSSText.Command = strcat('Export SeqVoltages Seqvoltages_redBT.CSV');
72 % DSSText.Command = strcat('Export SeqCurrents Seqcurrents_redBT.CSV');
73 DSSText.Command = strcat('Export Currents current_redBT.CSV');
74 DSSText.Command = strcat('Export Voltages voltage_redBT.CSV');
75 DSSText.Command = strcat('Export Losses losses_redBT.CSV');

```

### E.2.3 Método de Estimación de 2 ptos

El siguiente método de resolución del PFL será la Simulación con el Método de Estimación con concentración  $2m$ , el cual se encuentra expuesto en el Código E.7. El modelo comenzará inicializando a cero una serie de variables que servirán para almacenar los datos de salida deseados, como las intensidades del transformador (*current\_mag\_trafo\_load*), las corrientes de líneas de cabeza (*current\_mag\_X\_load*), las tensiones nodales (*voltage\_mag\_X\_load*) y las pérdidas (*losses\_load*). Además, se creará un vector que almacenará los pesos para cada ubicación calculada (*p\_Zdata\_load*). Posteriormente se establecerán dos variables para contar el número de simulaciones e iteraciones tomados para obtener el resultado final (*N\_simulaciones\_MDP\_2m*, *N\_iteraciones\_MDP\_2m*).

Siguiendo el esquema de implementación del análisis probabilístico del flujo de potencia MDP de la Figura E.3, para el caso de concentración  $2m$ , se realizará un primer bucle para calcular las ubicaciones y pesos de las variables aleatorias de entrada correspondientes a las cargas. Por cada variable aleatoria, conociendo su distribución probabilística (media, desviación estándar y término de asimetría o Skewness), y el número total de variables aleatorias  $m$ , se determinarán las dos concentraciones *w\_load* y sus dos pesos correspondientes *p\_load* mediante las expresiones vistas en la Subsección 3.3.1. Para cada ubicación se realizará un flujo de cargas, y por lo tanto una simulación por lo que cada iteración del bucle a realizar se llamará dos veces a OpenDSS. Al igual que en SMC, dicha llamada devolverá tres ficheros de formato .CSV que contendrán las tensiones, corrientes y pérdidas de toda la red. A continuación se procederá a leer dichos ficheros, almacenando los resultados de interés en los vectores inicializados al principio. La llamada a OpenDSS se realizará mediante la interfaz mostrada en el Código E.8. Dicha interfaz es muy similar a la descrita en el Código E.6, la cual se encargará de modificar el valor de todas las cargas a su valor medio para posteriormente cambiar el valor de carga del nudo correspondiente, y finalmente ejecutar el flujo de cargas y crear los ficheros de datos .CSV de tensión, corrientes y pérdidas.

Posteriormente, se realizará un segundo bucle para calcular las ubicaciones y pesos de las variables aleatorias de entrada correspondientes a la generación PV. De nuevo, se comenzará inicializando a cero una serie de variables que servirán para almacenar los datos de salida deseados, como las intensidades de transformador (*current\_mag\_trafo\_gen*), las corrientes de líneas de cabeza (*current\_mag\_X\_gen*), las tensiones nodales (*voltage\_mag\_X\_gen*) y las pérdidas (*losses\_gen*). Además, se creará un vector que almacenará los pesos para cada ubicación calculada (*p\_Zdata\_gen*). En este segundo bloque "Adición de generación distribuida" del Código E.7 se determinarán las dos concentraciones *w\_gen* y sus dos pesos correspondientes *p\_gen*. En este caso, como para ciertas horas la generación PV puede ser nula, el vector de muestras también será nulo, por lo que el término de asimetría o de Skewness no tendrá valor. Para evitar dicho suceso, basta simplemente con modificar una componente del vector de muestras por un valor próximo a cero (*histogram\_sample\_gen(c,1) = 1e-12*).

Nuevamente, para cada ubicación se realizará un flujo de cargas, y por lo tanto una simulación por lo que cada iteración del bucle a realizar se llamará dos veces a OpenDSS. Al igual que el primer bloque, dicha llamada devolverá tres ficheros de formato .CSV que contendrán las tensiones, corrientes y pérdidas de toda la red. Por último, se procederá a leer dichos ficheros, almacenando los resultados de interés en los vectores inicializados al principio. La llamada a OpenDSS se realizará mediante la interfaz mostrada en el Código E.9. Dicha interfaz es muy similar a la descrita en el Código E.8, donde sólo cambiará el subtérmino *load* por *gen*. De nuevo, el objetivo de esta interfaz será modificar el valor de todas las cargas a su valor medio para posteriormente cambiar valor de carga del nudo correspondiente, y finalmente ejecutar el flujo de cargas y crear los ficheros de datos .CSV de tensión, corrientes y pérdidas.

Finalmente, se realizará un tercer bucle para calcular las ubicaciones y pesos de las variables aleatorias de entrada correspondientes al consumo VE. Al igual que en los anteriores bloques, se comenzará inicializando a cero una serie de variables que servirán para almacenar los datos de salida deseados, como las intensidades de transformador (*current\_mag\_trafo\_loadEV*), las corrientes de líneas de cabeza (*current\_mag\_X\_loadEV*), las tensiones nodales (*voltage\_mag\_X\_loadEV*) y las pérdidas (*losses\_loadEV*). Además, se creará un vector que almacenará los pesos para cada ubicación calculada (*p\_Zdata\_loadEV*). En este tercer bloque "Adición de consumo EV" del Código E.7 se comenzará determinando las dos concentraciones *w\_loadEV* y sus dos pesos correspondientes *p\_loadEV*, y se terminará almacenando los resultados de interés en los vectores inicializados al principio. La llamada a OpenDSS se realizará mediante la interfaz mostrada en el Código E.10. Dicha interfaz es muy similar a la descrita en el Código E.8 y en el Código E.9, donde sólo cambiará el subtérmino *load* o *gen* por *loadEV*. De nuevo, el objetivo de esta interfaz será modificar el valor de todas las cargas a su valor medio para posteriormente cambiar valor de carga del nudo correspondiente, y finalmente ejecutar el flujo de cargas y crear los ficheros de datos .CSV de tensión, corrientes y pérdidas.

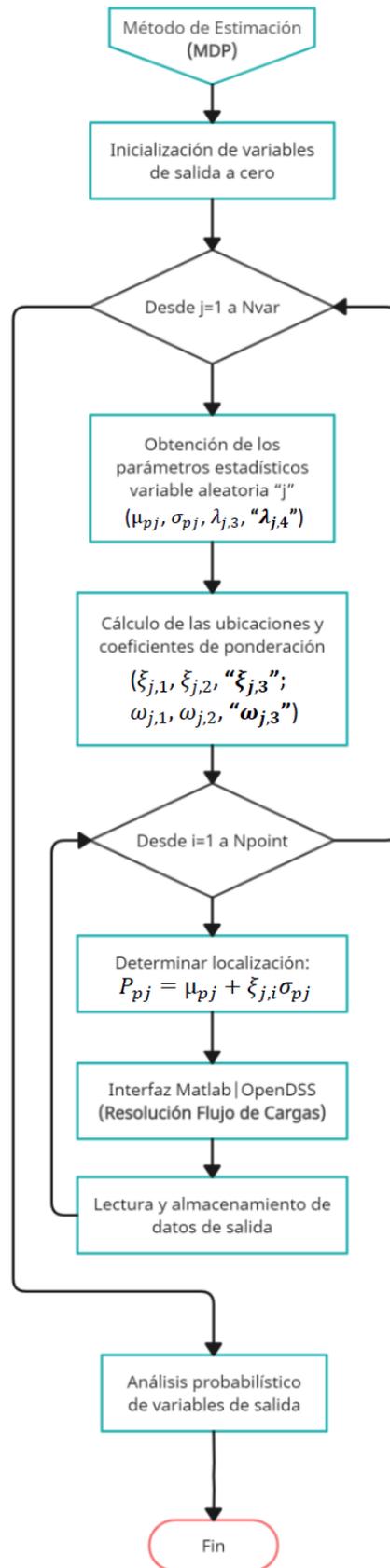


Figura E.3 Proceso del Método de Estimación de Puntos (MDP) en Matlab.

## Código E.7 Método de Estimación de 2 ptos (MDP 2m).

```

1 %% Simulacion con Metodo de estimacion de 2 ptos (MDP)
2
3 t = 1; %Contador de simulaciones totales
4 c = 1; %Contador de iteraciones totales
5 N_simulaciones_MDP_2m = 0; %Numero simulaciones de Metodo de estimacion de 2 ptos
6 N_iteraciones_MDP_2m = 0; %Numero iteraciones de Metodo de estimacion de 2 ptos
7
8 %Inicializacion de informacion de salida estadistica
9 losses_load = zeros(3*2*length(load_name),1); %Registro de perdidas de la red para la variaza
10 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
11
12 current_mag_trafo_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de intensidades trafo para la variaza
13 current_mag_1_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L1 para la variaza
14 current_mag_3_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L3 para la variaza
15 current_mag_5_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L5 para la variaza
16 current_mag_9_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L9 para la variaza
17 current_mag_14_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L14 para la variaza
18 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
19
20 voltage_mag_1_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C1 para la variaza
21 voltage_mag_12_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C12 para la variaza
22 voltage_mag_13_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C13 para la variaza
23 voltage_mag_14_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C14 para la variaza
24 voltage_mag_17_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C17 para la variaza
25 voltage_mag_18_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C18 para la variaza
26 voltage_mag_19_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C19 para la variaza
27 voltage_mag_20_load = zeros(3*2*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C20 para la variaza
28 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
29
30 p_Zdata_load = zeros(3*2*length(load_name),1); %Registro de pesos para la variaza:
31 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
32
33 for j=1:length(load_name)
34     for f=1:3
35         u_load = mean(histogram_sample_load(c,:));
36         o_load = std(histogram_sample_load(c,:));
37         skewness_load = skewness(histogram_sample_load(c,:));
38
39         n = length(load_name)*3+length(gen_name)*3+length(loadEV_name)*3; %Numero de variables aleatorias
40
41         epsilon_load_1 = skewness_load/2 + (-1)^2 * sqrt(n+(skewness_load/2)^2);
42         epsilon_load_2 = skewness_load/2 + (-1)^1 * sqrt(n+(skewness_load/2)^2);
43
44         w_load(1) = u_load + epsilon_load_1*o_load;
45         w_load(2) = u_load + epsilon_load_2*o_load;
46         p_load(1) = 1/n * (-1)^1 * (epsilon_load_2/(epsilon_load_1 - epsilon_load_2));
47         p_load(2) = 1/n * (-1)^2 * (epsilon_load_1/(epsilon_load_1 - epsilon_load_2));
48
49         for m=1:2 %Concentracion 2m
50             sample_load = w_load(m);
51             p_sample_load = p_load(m);
52             run('ejecutar_MDP_Load_Matlab_DSS.m') %Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
53
54             voltage=csvread('voltage_redBT.CSV',1,1);
55             v_cab = [voltage (2:21,[3,7,11,15])]; %Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
56
57             current=csvread('current_redBT.CSV',1,1);
58             i_cab = [current (3:21,[1,3,5,7])]; %Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
59
60             current=csvread('current_redBT.CSV',1,1);
61             i_trafo = [current (2,[1,3,5,7])]; %Corriente del trafo por hora
62
63             loss_file = csvread('losses_redBT.CSV',1,1);
64             loss_cab = [loss_file (1:20,1)]; %Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafo)
65
66             losses_load(t) = sum(loss_cab); %Almaceno para calcular varianza
67             current_mag_trafo_load(t,:) = i_trafo(1,:); %Almaceno para calcular varianza
68             current_mag_1_load(t,:) = i_cab(1,:); %Almaceno para calcular varianza
69             current_mag_3_load(t,:) = i_cab(3,:); %Almaceno para calcular varianza
70             current_mag_5_load(t,:) = i_cab(5,:); %Almaceno para calcular varianza
71             current_mag_9_load(t,:) = i_cab(9,:); %Almaceno para calcular varianza
72             current_mag_14_load(t,:) = i_cab(14,:); %Almaceno para calcular varianza
73             voltage_mag_1_load(t,:) = v_cab(1,:); %Almaceno para calcular varianza
74             voltage_mag_12_load(t,:) = v_cab(12,:); %Almaceno para calcular varianza
75             voltage_mag_13_load(t,:) = v_cab(13,:); %Almaceno para calcular varianza
76             voltage_mag_14_load(t,:) = v_cab(14,:); %Almaceno para calcular varianza
77             voltage_mag_17_load(t,:) = v_cab(17,:); %Almaceno para calcular varianza
78             voltage_mag_18_load(t,:) = v_cab(18,:); %Almaceno para calcular varianza
79             voltage_mag_19_load(t,:) = v_cab(19,:); %Almaceno para calcular varianza
80             voltage_mag_20_load(t,:) = v_cab(20,:); %Almaceno para calcular varianza
81             p_Zdata_load(t) = p_sample_load; %Almaceno para calcular varianza
82             t = t+1;
83             N_simulaciones_MDP_2m = N_simulaciones_MDP_2m +1;
84         end
85
86         c = c+1;
87         N_iteraciones_MDP_2m = N_iteraciones_MDP_2m +1;
88     end
89 end
90
91 %% Adicion de generacion distribuida (2m)
92
93 t = 1; %Contador de simulaciones totales
94 c = 1; %Contador de iteraciones totales
95
96 %Inicializacion de informacion de salida estadistica
97 losses_gen = zeros(3*2*length(gen_name),1); %Registro de perdidas de la red para la variaza
98 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
99
100 current_mag_trafo_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de intensidades trafo para la variaza
101 current_mag_1_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L1 para la variaza
102 current_mag_3_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L3 para la variaza
103 current_mag_5_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L5 para la variaza
104 current_mag_9_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L9 para la variaza
105 current_mag_14_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L14 para la variaza
106 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
107
108 voltage_mag_1_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C1 para la variaza

```

```

110 voltage_mag_12_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C12 para la variata
111 voltage_mag_13_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C13 para la variata
112 voltage_mag_14_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C14 para la variata
113 voltage_mag_17_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C17 para la variata
114 voltage_mag_18_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C18 para la variata
115 voltage_mag_19_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C19 para la variata
116 voltage_mag_20_gen = zeros(3*2*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C20 para la variata
117 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
118
119 p_Zdata_gen = zeros(3*2*length(gen_name),1); %Registro de pesos para la variata
120 %Para 3 generadores monofasicos con concentracion 2 para x nudos
121
122 for j=1:length(gen_name)
123     for f=1:3
124         u_gen = mean(histogram_sample_gen(c,:));
125         o_gen = std(histogram_sample_gen(c,:));
126
127         if (u_gen==0) && (o_gen==0) %En caso de generacion distribuida nula
128             histogram_sample_gen(c,1) = 1e-12;
129             end
130
131         skewness_gen = skewness(histogram_sample_gen(c,:));
132         n = length(load_name)*3+length(gen_name)*3+length(loadEV_name)*3; %Numero de variables aleatorias
133
134         epsilon_gen_1 = skewness_gen/2 + (-1)^2 * sqrt(n+(skewness_gen/2)^2);
135         epsilon_gen_2 = skewness_gen/2 + (-1)^1 * sqrt(n+(skewness_gen/2)^2);
136         w_gen(1) = u_gen + epsilon_gen_1*o_gen;
137         w_gen(2) = u_gen + epsilon_gen_2*o_gen;
138         p_gen(1) = 1/n * (-1)^1 * (epsilon_gen_2/(epsilon_gen_1 - epsilon_gen_2));
139         p_gen(2) = 1/n * (-1)^2 * (epsilon_gen_1/(epsilon_gen_1 - epsilon_gen_2));
140
141         for m=1:2 %Concentracion 2m
142             sample_gen = w_gen(m);
143             p_sample_gen = p_gen(m);
144             run('ejecutar_MDP_Gen_Matlab_DSS.m') %Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
145
146             voltage = csvread('voltage_redBT.CSV',1,1);
147             v_cab = [voltage (2:21,[3,7,11,15])]; %Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
148
149             current = csvread('current_redBT.CSV',1,1);
150             i_cab = [current (3:21,[1,3,5,7])]; %Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
151
152             current = csvread('current_redBT.CSV',1,1);
153             i_trafo = [current (2,[1,3,5,7])]; %Corriente del trafo por hora
154
155             loss_file = csvread('losses_redBT.CSV',1,1);
156             loss_cab = [loss_file (1:20,1)]; %Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafo)
157
158             losses_gen(t) = sum(loss_cab); %Almaceno para calcular varianza
159             current_mag_trafo_gen(t,:) = i_trafo (1,:); %Almaceno para calcular varianza
160             current_mag_1_gen(t,:) = i_cab (1,:); %Almaceno para calcular varianza
161             current_mag_3_gen(t,:) = i_cab (3,:); %Almaceno para calcular varianza
162             current_mag_5_gen(t,:) = i_cab (5,:); %Almaceno para calcular varianza
163             current_mag_9_gen(t,:) = i_cab (9,:); %Almaceno para calcular varianza
164             current_mag_14_gen(t,:) = i_cab (14,:); %Almaceno para calcular varianza
165             voltage_mag_1_gen(t,:) = v_cab (1,:); %Almaceno para calcular varianza
166             voltage_mag_12_gen(t,:) = v_cab (12,:); %Almaceno para calcular varianza
167             voltage_mag_13_gen(t,:) = v_cab (13,:); %Almaceno para calcular varianza
168             voltage_mag_14_gen(t,:) = v_cab (14,:); %Almaceno para calcular varianza
169             voltage_mag_17_gen(t,:) = v_cab (17,:); %Almaceno para calcular varianza
170             voltage_mag_18_gen(t,:) = v_cab (18,:); %Almaceno para calcular varianza
171             voltage_mag_19_gen(t,:) = v_cab (19,:); %Almaceno para calcular varianza
172             voltage_mag_20_gen(t,:) = v_cab (20,:); %Almaceno para calcular varianza
173             p_Zdata_gen(t) = p_sample_gen; %Almaceno para calcular varianza
174             t = t+1;
175             N_simulaciones_MDP_2m = N_simulaciones_MDP_2m +1;
176         end
177
178         c = c+1;
179         N_iteraciones_MDP_2m = N_iteraciones_MDP_2m +1;
180     end
181 end
182
183 %% Adicion de consumo EV (2m)
184
185 t = 1; %Contador de simulaciones totales
186 c = 1; %Contador de iteraciones totales
187
188 % Inicializacion de informacion de salida estadistica
189 losses_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),1); %Registro de perdidas de la red para la variata
190 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
191
192 current_mag_trafo_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades trafo para la variata
193 current_mag_1_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L1 para la variata
194 current_mag_3_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L3 para la variata
195 current_mag_5_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L5 para la variata
196 current_mag_9_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L9 para la variata
197 current_mag_14_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L14 para la variata
198 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
199
200 voltage_mag_1_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C1 para la variata
201 voltage_mag_12_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C12 para la variata
202 voltage_mag_13_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C13 para la variata
203 voltage_mag_14_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C14 para la variata
204 voltage_mag_17_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C17 para la variata
205 voltage_mag_18_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C18 para la variata
206 voltage_mag_19_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C19 para la variata
207 voltage_mag_20_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C20 para la variata
208 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
209
210 p_Zdata_loadEV = zeros(3*2*length(loadEV_name),1); %Registro de probabilidades para la variata:
211 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2 para x nudos
212
213 for j=1:length(loadEV_name)
214     for f=1:3
215         u_loadEV = mean(histogram_sample_loadEV(c,:));
216         o_loadEV = std(histogram_sample_loadEV(c,:));
217         skewness_loadEV = skewness(histogram_sample_loadEV(c,:));
218
219         n = length(load_name)*3+length(gen_name)*3+length(loadEV_name)*3; %Numero de variables aleatorias
220
221         epsilon_loadEV_1 = skewness_loadEV/2 + (-1)^2 * sqrt(n+(skewness_loadEV/2)^2);
222

```

```

223 epsilon_loadEV_2 = skewness_loadEV/2 + (-1)^1 * sqrt(n+(skewness_loadEV/2)^2);
224
225 w_loadEV(1) = u_loadEV + epsilon_loadEV_1*o_loadEV;
226 w_loadEV(2) = u_loadEV + epsilon_loadEV_2*o_loadEV;
227 p_loadEV(1) = 1/n * (-1)^1 * (epsilon_loadEV_2/(epsilon_loadEV_1 - epsilon_loadEV_2));
228 p_loadEV(2) = 1/n * (-1)^2 * (epsilon_loadEV_1/(epsilon_loadEV_1 - epsilon_loadEV_2));
229
230 for m=1:2 %Concentracion 2m
231     sample_loadEV = w_loadEV(m);
232     p_sample_loadEV = p_loadEV(m);
233     run('ejecutar_MDP_LoadEV_Matlab_DSS.m') %Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
234
235     voltage=csvread( strcat (' voltage_redBT.CSV'),1,1);
236     v_cab = [ voltage (2:21,[3,7,11,15]) ]; %Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
237
238     current=csvread( strcat (' current_redBT.CSV'),1,1);
239     i_cab = [ current (3:21,[1,3,5,7]) ]; %Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
240
241     current=csvread( strcat (' current_redBT.CSV'),1,1);
242     i_trafo = [ current (2,[1,3,5,7]) ]; %Corriente del trafó por hora
243
244     loss_file =csvread( strcat (' losses_redBT.CSV'),1,1);
245     loss_cab = [ loss_file (1:20,1) ]; %Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafó)
246
247     losses_loadEV(t) = sum(loss_cab); %Almaceno para calcular varianza
248     current_mag_trafo_loadEV(t,:) = i_trafo (1,:); %Almaceno para calcular varianza
249     current_mag_1_loadEV(t,:) = i_cab (1,:); %Almaceno para calcular varianza
250     current_mag_3_loadEV(t,:) = i_cab (3,:); %Almaceno para calcular varianza
251     current_mag_5_loadEV(t,:) = i_cab (5,:); %Almaceno para calcular varianza
252     current_mag_9_loadEV(t,:) = i_cab (9,:); %Almaceno para calcular varianza
253     current_mag_14_loadEV(t,:) = i_cab (14,:); %Almaceno para calcular varianza
254     voltage_mag_1_loadEV(t,:) = v_cab (1,:); %Almaceno para calcular varianza
255     voltage_mag_12_loadEV(t,:) = v_cab (12,:); %Almaceno para calcular varianza
256     voltage_mag_13_loadEV(t,:) = v_cab (13,:); %Almaceno para calcular varianza
257     voltage_mag_14_loadEV(t,:) = v_cab (14,:); %Almaceno para calcular varianza
258     voltage_mag_17_loadEV(t,:) = v_cab (17,:); %Almaceno para calcular varianza
259     voltage_mag_18_loadEV(t,:) = v_cab (18,:); %Almaceno para calcular varianza
260     voltage_mag_19_loadEV(t,:) = v_cab (19,:); %Almaceno para calcular varianza
261     voltage_mag_20_loadEV(t,:) = v_cab (20,:); %Almaceno para calcular varianza
262     p_Zdata_loadEV(t) = p_sample_loadEV; %Almaceno para calcular varianza
263     i = t+1;
264     N_simulaciones_MDP_2m = N_simulaciones_MDP_2m +1;
265 end
266
267 c = c+1;
268 N_iteraciones_MDP_2m = N_iteraciones_MDP_2m +1;
269 end
270 end
271
272 %Obtencion de resultados para analizar
273 losses = [ losses_load ; losses_gen; losses_loadEV];
274 current_mag_trafo = [ current_mag_trafo_load ; current_mag_trafo_gen; current_mag_trafo_loadEV];
275 current_mag_1 = [ current_mag_1_load; current_mag_1_gen; current_mag_1_loadEV];
276 current_mag_3 = [ current_mag_3_load; current_mag_3_gen; current_mag_3_loadEV];
277 current_mag_5 = [ current_mag_5_load; current_mag_5_gen; current_mag_5_loadEV];
278 current_mag_9 = [ current_mag_9_load; current_mag_9_gen; current_mag_9_loadEV];
279 current_mag_14 = [ current_mag_14_load; current_mag_14_gen; current_mag_14_loadEV];
280 voltage_mag_1 = [ voltage_mag_1_load; voltage_mag_1_gen; voltage_mag_1_loadEV];
281 voltage_mag_12 = [ voltage_mag_12_load; voltage_mag_12_gen; voltage_mag_12_loadEV];
282 voltage_mag_13 = [ voltage_mag_13_load; voltage_mag_13_gen; voltage_mag_13_loadEV];
283 voltage_mag_14 = [ voltage_mag_14_load; voltage_mag_14_gen; voltage_mag_14_loadEV];
284 voltage_mag_17 = [ voltage_mag_17_load; voltage_mag_17_gen; voltage_mag_17_loadEV];
285 voltage_mag_18 = [ voltage_mag_18_load; voltage_mag_18_gen; voltage_mag_18_loadEV];
286 voltage_mag_19 = [ voltage_mag_19_load; voltage_mag_19_gen; voltage_mag_19_loadEV];
287 voltage_mag_20 = [ voltage_mag_20_load; voltage_mag_20_gen; voltage_mag_20_loadEV];
288 p_Zdata = [p_Zdata_load;p_Zdata_gen;p_Zdata_loadEV];

```

Una vez desarrollados los tres bloques para los tres tipos de variables aleatorias de entrada, se procederá con la obtención de los resultados para analizar. En este caso, para MDP de concentración  $2m$ , se fusionarán todos los datos de salida de los diferentes bloques en una única variable para las tensiones ( $voltage\_mag\_X$ ), las corrientes ( $current\_mag\_trafo$ ,  $current\_mag\_X$ ), las pérdidas ( $losses$ ) y los pesos asociados a cada una de las componentes de dichas variables ( $p\_Zdata$ ). Para el cálculo de la media y la desviación estándar de dichas variables que tienen asociada una ponderación, se podrán aplicar las expresiones (E.1) y (E.2).

$$\mu = \sum_{i=1}^m p_i x_i \quad (E.1)$$

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^m p_i (x_i - \mu)^2 \quad (E.2)$$

donde:

$\mu$  = Media.

$\sigma$  = Desviación estándar.

$x_i$  = Dato  $i$ -ésimo.

$p_i$  = Ponderación del dato  $i$ -ésimo.

$m$  = Número de datos.

A continuación, se muestra un ejemplo para el análisis de la tensión de un nudo cualquiera para una fase específica:

```
1 voltage_mag_X_A = voltage_mag_X(:,1);      %Datos de salida de tensión del nudo X para la fase A
2 MediaMDP = 0;
3 VarianzaMDP = 0;
4
5 for i=1:length(voltage_mag_X_A)
6     MediaMDP = MediaMDP + voltage_mag_X_A(i)*p_Zdata(i);
7 end
8
9 for i=1:length(voltage_mag_X_A)
10    VarianzaMDP = VarianzaMDP + (voltage_mag_X_A(i)^2)*p_Zdata(i);
11 end
12
13 MediaMDP;
14 DesviacionMDP = sqrt(VarianzaMDP - MediaMDP^2);
15 Resultados (1,3) = MediaMDP;
16 Resultados (1,4) = DesviacionMDP;
```

## Código E.8 Interfaz Matlab | OpenDSS (MDP\_load).

```

1  %% ARRANQUE DE OPENDSS. Activación del COM Server y comunicación con ActiveX de Matlab.
2  % Se inicia el COM Server de OpenDSS. Matlab utiliza su servidor ActiveX
3  % integrado para comunicarse con el COM Server de OpenDSS, de esta manera
4  % dicho servidor será la interfaz entre ambos programas.
5  DSSObj = actxserver('OpenDSEngine.DSS');
6  % Se inicia la DSS. (Sólo necesario la primera vez que se inicia Matlab).
7  DSSObj.Start(0) % Devolverá un 1 si OpenDSS está disponible y funcionando.
8  DSSText = DSSObj.Text; % Se define la interfaz de texto . Con este comando se introducirán las instrucciones a OpenDSS desde Matlab
9  DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit; % Se define la interfaz del circuito .
10 DSSSolution = DSSCircuit.Solution ; % Se define la interfaz de la solución.
11 DSSLoads = DSSCircuit.Loads; % Se define la interfaz de las cargas del circuito
12 %% Compilación del script del circuito IEEE34 desde el directorio donde esté guardado
13 DSSText.Command = 'Compile "C:\Red Comercial Cigr\Caso 1\RED_Comercial_Equilibrada"';
14
15
16 %% Cambio al valor medio de carga
17
18 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
19
20 for jj=1:length(load_name)
21     for ff=1:3
22         if ff==1
23             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
24         elseif ff==2
25             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
26         elseif ff==3
27             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
28         end
29
30         cc = cc+1;
31     end
32 end
33
34 %% Cambio al valor medio generacion
35
36 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
37
38 for jj=1:length(gen_name)
39     for ff=1:3
40         if ff==1
41             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseA kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
42         elseif ff==2
43             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseB kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
44         elseif ff==3
45             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseC kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
46         end
47
48         cc = cc+1;
49     end
50 end
51
52 %% Cambio al valor medio de consumo EV
53
54 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
55
56 for jj=1:length(loadEV_name)
57     for ff=1:3
58         if ff==1
59             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
60         elseif ff==2
61             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
62         elseif ff==3
63             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
64         end
65
66         cc = cc+1;
67     end
68 end
69
70 %% Cambio valor carga nudo correspondiente
71
72
73 if f==1
74     DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(sample_load));
75 elseif f==2
76     DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(sample_load));
77 elseif f==3
78     DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(sample_load));
79 end
80
81
82
83
84 DSSSolution.Solve();
85
86 % DSSText.Command = strcat('Export SeqVoltages Seqvoltages_redBT.CSV');
87 % DSSText.Command = strcat('Export SeqCurrents Seqcurrents_redBT.CSV');
88 DSSText.Command = strcat('Export Currents current_redBT.CSV');
89 DSSText.Command = strcat('Export Voltages voltage_redBT.CSV');
90 DSSText.Command = strcat('Export Losses losses_redBT.CSV');

```

## Código E.9 Interfaz Matlab | OpenDSS (MDP\_gen).

```

1  %% ARRANQUE DE OPENDSS. Activación del COM Server y comunicación con ActiveX de Matlab.
2  % Se inicia el COM Server de OpenDSS. Matlab utiliza su servidor ActiveX
3  % integrado para comunicarse con el COM Server de OpenDSS, de esta manera
4  % dicho servidor será la interfaz entre ambos programas.
5  DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
6  % Se inicia la DSS. (Sólo necesario la primera vez que se inicia Matlab).
7  DSSObj.Start(0) % Devolverá un 1 si OpenDSS está disponible y funcionando.
8  DSSText = DSSObj.Text; % Se define la interfaz de texto. Con este comando se introducirán las instrucciones a OpenDSS desde Matlab
9  DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit; % Se define la interfaz del circuito.
10 DSSSolution = DSSCircuit.Solution; % Se define la interfaz de la solución.
11 DSSLoads = DSSCircuit.Loads; % Se define la interfaz de las cargas del circuito
12 %% Compilación del script del circuito IEEE34 desde el directorio donde esté guardado
13 DSSText.Command = 'Compile "C:\Red Comercial\Cigré\Caso 11\RED_Comercial_Equilibrada"';
14
15
16 %% Cambio al valor medio de carga
17
18 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
19
20 for jj=1:length(load_name)
21     for ff=1:3
22         if ff==1
23             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
24         elseif ff==2
25             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
26         elseif ff==3
27             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
28         end
29
30         cc = cc+1;
31     end
32 end
33
34 %% Cambio al valor medio generacion
35
36 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
37
38 for jj=1:length(gen_name)
39     for ff=1:3
40         if ff==1
41             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseA kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
42         elseif ff==2
43             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseB kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
44         elseif ff==3
45             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseC kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
46         end
47
48         cc = cc+1;
49     end
50 end
51
52 %% Cambio al valor medio de consumo EV
53
54 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
55
56 for jj=1:length(loadEV_name)
57     for ff=1:3
58         if ff==1
59             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
60         elseif ff==2
61             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
62         elseif ff==3
63             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
64         end
65
66         cc = cc+1;
67     end
68 end
69
70 %% Cambio valor carga nudo correspondiente
71
72 if f==1
73     DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseA kw=',num2str(sample_gen));
74 elseif f==2
75     DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseB kw=',num2str(sample_gen));
76 elseif f==3
77     DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseC kw=',num2str(sample_gen));
78 end
79
80 DSSSolution.Solve();
81
82 %% DSSText.Command = strcat('Export SeqVoltages Seqvoltages_redBT.CSV');
83 %% DSSText.Command = strcat('Export SeqCurrents Seqcurrents_redBT.CSV');
84 DSSText.Command = strcat('Export Currents current_redBT.CSV');
85 DSSText.Command = strcat('Export Voltages voltage_redBT.CSV');
86 DSSText.Command = strcat('Export Losses losses_redBT.CSV');

```

## Código E.10 Interfaz Matlab | OpenDSS (MDP\_loadEV).

```

1  %% ARRANQUE DE OPENDSS. Activación del COM Server y comunicación con ActiveX de Matlab.
2  % Se inicia el COM Server de OpenDSS. Matlab utiliza su servidor ActiveX
3  % integrado para comunicarse con el COM Server de OpenDSS, de esta manera
4  % dicho servidor será la interfaz entre ambos programas.
5  DSSObj = actxserver('OpenDSEngine.DSS');
6  % Se inicia la DSS. (Sólo necesario la primera vez que se inicia Matlab).
7  DSSObj.Start(0) % Devolverá un 1 si OpenDSS está disponible y funcionando.
8  DSSText = DSSObj.Text; % Se define la interfaz de texto . Con este comando se introducirán las instrucciones a OpenDSS desde Matlab
9  DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit; % Se define la interfaz del circuito .
10 DSSSolution = DSSCircuit.Solution ; % Se define la interfaz de la solución.
11 DSSLoads = DSSCircuit.Loads; % Se define la interfaz de las cargas del circuito
12 %% Compilación del script del circuito IEEE34 desde el directorio donde esté guardado
13 DSSText.Command = 'Compile "C:\Red Comercial Cigr\Caso 1\RED_Comercial_Equilibrada"';
14
15
16 %% Cambio al valor medio de carga
17
18 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
19
20 for jj=1:length(load_name)
21     for ff=1:3
22         if ff==1
23             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
24         elseif ff==2
25             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
26         elseif ff==3
27             DSSText.Command = strcat('edit Load.Load_C',num2str(load_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(mean(histogram_sample_load(cc,:))));
28         end
29
30         cc = cc+1;
31     end
32 end
33
34 %% Cambio al valor medio generacion
35
36 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
37
38 for jj=1:length(gen_name)
39     for ff=1:3
40         if ff==1
41             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseA kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
42         elseif ff==2
43             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseB kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
44         elseif ff==3
45             DSSText.Command = strcat('edit Generator.Generator_C',num2str(gen_name(jj)),'_phaseC kw=',num2str(mean(histogram_sample_gen(cc,:))));
46         end
47
48         cc = cc+1;
49     end
50 end
51
52 %% Cambio al valor medio de consumo EV
53
54 cc = 1; %Contador de iteraciones totales
55
56 for jj=1:length(loadEV_name)
57     for ff=1:3
58         if ff==1
59             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
60         elseif ff==2
61             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
62         elseif ff==3
63             DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(mean(histogram_sample_loadEV(cc,:))));
64         end
65
66         cc = cc+1;
67     end
68 end
69
70 %% Cambio valor carga nudo correspondiente
71
72 if f==1
73     DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseA kva=',num2str(sample_loadEV));
74 elseif f==2
75     DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseB kva=',num2str(sample_loadEV));
76 elseif f==3
77     DSSText.Command = strcat('edit Load.LoadEV_C',num2str(loadEV_name(jj)),'_phaseC kva=',num2str(sample_loadEV));
78 end
79
80 DSSSolution.Solve();
81
82 %% DSSText.Command = strcat('Export SeqVoltages Seqvoltages_redBT.CSV');
83 %% DSSText.Command = strcat('Export SeqCurrents Seqcurrents_redBT.CSV');
84 DSSText.Command = strcat('Export Currents current_redBT.CSV');
85 DSSText.Command = strcat('Export Voltages voltage_redBT.CSV');
86 DSSText.Command = strcat('Export Losses losses_redBT.CSV');

```

## E.2.4 Método de Estimación de 2 pto +1

El último método de resolución del PFL estudiado será la simulación mediante el Método de Estimación con concentración  $2m + 1$ , el cual se encuentra desarrollado en el Código E.11. El modelo será muy similar al desarrollado para caso de concentración  $2m$ , con la variación de que todas las variables usadas añadirán la coletilla "\_new".

Siguiendo el esquema de implementación del análisis probabilístico del flujo de potencia MDP de la Figura E.3, la única diferencia respecto al método de concentración  $2m$  serán las expresiones de las ubicaciones y los pesos, correspondientes a las expresiones de la Subsección 3.3.2, además de que por cada iteración se realizarán 3 simulaciones ( $2m + 1$ ). Las llamadas a OpenDSS se realizará mediante las mismas interfaces mostradas en el Código E.8, en el Código E.9 y en el Código E.10 respectivamente.

### Código E.11 Método de Estimación de 2 pto +1 (MDP 2m+1).

```

1 %% Simulacion con Metodo de estimacion de 2 pto +1 (MDP)
2
3 t = 1; %Contador de simulaciones totales
4 c = 1; %Contador de iteraciones totales
5 N_simulaciones_MDP_3m = 0; %Numero simulaciones de Metodo de estimacion de 2 pto +1
6 N_iteraciones_MDP_3m = 0; %Numero iteraciones de Metodo de estimacion de 2 pto +1
7
8 % Inicializacion de informacion de salida estadistica
9 losses_load_new = zeros(3*3*length(load_name),1); %Registro de perdidas de la red para la variacion
10 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
11
12 current_mag_trafo_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de intensidades trafo para la variacion
13 current_mag_1_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L1 para la variacion
14 current_mag_3_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L3 para la variacion
15 current_mag_5_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L5 para la variacion
16 current_mag_9_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L9 para la variacion
17 current_mag_14_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de intensidades rama L14 para la variacion
18 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
19
20 voltage_mag_1_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C1 para la variacion
21 voltage_mag_12_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C12 para la variacion
22 voltage_mag_13_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C13 para la variacion
23 voltage_mag_14_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C14 para la variacion
24 voltage_mag_17_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C17 para la variacion
25 voltage_mag_18_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C18 para la variacion
26 voltage_mag_19_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C19 para la variacion
27 voltage_mag_20_load_new = zeros(3*3*length(load_name),4); %Registro de tensiones nudo C20 para la variacion
28 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
29
30 p_Zdata_load_new = zeros(3*3*length(load_name),1); %Registro de probabilidades para la variacion
31 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
32
33 for j=1:length(load_name)
34     for f=1:3
35         u_load = mean(histogram_sample_load(c,:));
36         o_load = std(histogram_sample_load(c,:));
37         skewness_load = skewness(histogram_sample_load(c,:));
38         kurtosis_load = kurtosis(histogram_sample_load(c,:));
39
40         n = length(load_name)*3+length(gen_name)*3+length(loadEV_name)*3; %Numero de variables aleatorias
41
42         epsilon_load_1 = skewness_load/2 + sqrt(kurtosis_load - (3/4)*skewness_load^2);
43         epsilon_load_2 = skewness_load/2 - sqrt(kurtosis_load - (3/4)*skewness_load^2);
44         epsilon_load_3 = 0;
45         w_load(1) = u_load + epsilon_load_1*o_load;
46         w_load(2) = u_load + epsilon_load_2*o_load;
47         w_load(3) = u_load + epsilon_load_3*o_load;
48         p_load(1) = 1/(epsilon_load_1*(epsilon_load_1-epsilon_load_2));
49         p_load(2) = -1/(epsilon_load_2*(epsilon_load_1-epsilon_load_2));
50         p_load(3) = 1/n - 1/(kurtosis_load - skewness_load^2);
51
52         for m=1:3 %Concentracion 2m+1
53             sample_load = w_load(m);
54             p_sample_load = p_load(m);
55             run('ejecutar_MDP_Load_Matlab_DSS.m') %Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
56
57             voltage=csvread(strcat('voltage_redBT.CSV'),1,1);
58             v_cab = [voltage(2:21,[3,7,11,15])]; %Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
59
60             current=csvread(strcat('current_redBT.CSV'),1,1);
61             i_cab = [current(3:21,[1,3,5,7])]; %Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
62
63             current=csvread(strcat('current_redBT.CSV'),1,1);
64             i_trafo = [current(2,[1,3,5,7])]; %Corriente del trafo por hora
65
66             loss_file =csvread(strcat('losses_redBT.CSV'),1,1);
67             loss_cab = [loss_file(1:20,1)]; %Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafo)
68
69             losses_load_new(t) = sum(loss_cab); %Almaceno para calcular varianza
70             current_mag_trafo_load_new(t,:) = i_trafo(1,:); %Almaceno para calcular varianza
71             current_mag_1_load_new(t,:) = i_cab(1,:); %Almaceno para calcular varianza
72             current_mag_3_load_new(t,:) = i_cab(3,:); %Almaceno para calcular varianza
73             current_mag_5_load_new(t,:) = i_cab(5,:); %Almaceno para calcular varianza
74             current_mag_9_load_new(t,:) = i_cab(9,:); %Almaceno para calcular varianza
75             current_mag_14_load_new(t,:) = i_cab(14,:); %Almaceno para calcular varianza
76             voltage_mag_1_load_new(t,:) = v_cab(1,:); %Almaceno para calcular varianza
77             voltage_mag_12_load_new(t,:) = v_cab(12,:); %Almaceno para calcular varianza
78             voltage_mag_13_load_new(t,:) = v_cab(13,:); %Almaceno para calcular varianza
79             voltage_mag_14_load_new(t,:) = v_cab(14,:); %Almaceno para calcular varianza
80             voltage_mag_17_load_new(t,:) = v_cab(17,:); %Almaceno para calcular varianza
81             voltage_mag_18_load_new(t,:) = v_cab(18,:); %Almaceno para calcular varianza
82             voltage_mag_19_load_new(t,:) = v_cab(19,:); %Almaceno para calcular varianza
83             voltage_mag_20_load_new(t,:) = v_cab(20,:); %Almaceno para calcular varianza
84             p_Zdata_load_new(t) = p_sample_load; %Almaceno para calcular varianza
85             t = t+1;

```

```

86     N_simulaciones_MDP_3m = N_simulaciones_MDP_3m + 1;
87     end
88
89     c = c+1;
90     N_iteraciones_MDP_3m = N_iteraciones_MDP_3m + 1;
91     end
92 end
93
94 %% Adicion de generacion distribuida (2m+1)
95
96 t = 1; %Contador de simulaciones totales
97 c = 1; %Contador de iteraciones totales
98
99 % Inicializacion de informacion de salida estadistica
100 losses_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),1); %Registro de perdidas de la red para la variaza
101 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
102
103 current_mag_trafo_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de intensidades trafo para la variaza
104 current_mag_1_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L1 para la variaza
105 current_mag_3_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L3 para la variaza
106 current_mag_5_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L5 para la variaza
107 current_mag_9_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L9 para la variaza
108 current_mag_14_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de intensidades rama L14 para la variaza
109 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
110
111 voltage_mag_1_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C1 para la variaza
112 voltage_mag_12_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C12 para la variaza
113 voltage_mag_13_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C13 para la variaza
114 voltage_mag_14_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C14 para la variaza
115 voltage_mag_17_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C17 para la variaza
116 voltage_mag_18_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C18 para la variaza
117 voltage_mag_19_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C19 para la variaza
118 voltage_mag_20_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),4); %Registro de tensiones nudo C20 para la variaza
119 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
120
121 p_Zdata_gen_new = zeros(3*3*length(gen_name),1); %Registro de probabilidades para la variaza
122 %Para 3 generadores monofasicos con concentracion 2+1 para x nudos
123
124 for j=1:length(gen_name)
125     for f=1:3
126         u_gen = mean(histogram_sample_gen(c,:));
127         o_gen = std(histogram_sample_gen(c,:));
128
129         if (u_gen==0) && (o_gen==0) %En caso de generacion distribuida nula
130             histogram_sample_gen(c,1) = 1e-12;
131         end
132
133         skewness_gen = skewness(histogram_sample_gen(c,:));
134         kurtosis_gen = kurtosis(histogram_sample_gen(c,:));
135         n = length(load_name)*3+length(gen_name)*3+length(loadEV_name)*3; %Numero de variables aleatorias
136
137         epsilon_gen_1 = skewness_gen/2 + sqrt(kurtosis_gen - (3/4)*skewness_gen^2);
138         epsilon_gen_2 = skewness_gen/2 - sqrt(kurtosis_gen - (3/4)*skewness_gen^2);
139         epsilon_gen_3 = 0;
140         w_gen(1) = u_gen + epsilon_gen_1*o_gen;
141         w_gen(2) = u_gen + epsilon_gen_2*o_gen;
142         w_gen(3) = u_gen + epsilon_gen_3*o_gen;
143         p_gen(1) = 1/(epsilon_gen_1*(epsilon_gen_1-epsilon_gen_2));
144         p_gen(2) = -1/(epsilon_gen_2*(epsilon_gen_1-epsilon_gen_2));
145         p_gen(3) = 1/n - 1/(kurtosis_gen-skewness_gen^2);
146
147         for m=1:3
148             sample_gen = w_gen(m);
149             p_sample_gen = p_gen(m);
150             run('ejecutar_MDP_Gen_Matlab_DSS.m') %Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
151
152             voltage = csvread(strcat('voltage_redBT.CSV'),1,1);
153             v_cab = [voltage (2:21,[3,7,11,15])]; %Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
154
155             current = csvread(strcat('current_redBT.CSV'),1,1);
156             i_cab = [current (3:21,[1,3,5,7])]; %Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
157
158             current = csvread(strcat('current_redBT.CSV'),1,1);
159             i_trafo = [current (2,[1,3,5,7])]; %Corriente del trafo por hora
160
161             loss_file = csvread(strcat('losses_redBT.CSV'),1,1);
162             loss_cab = [loss_file (1:20,1)]; %Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafo)
163
164             losses_gen_new(t) = sum(loss_cab); %Almaceno para calcular varianza
165             current_mag_trafo_gen_new(t,:) = i_trafo(1,:); %Almaceno para calcular varianza
166             current_mag_1_gen_new(t,:) = i_cab(1,:); %Almaceno para calcular varianza
167             current_mag_3_gen_new(t,:) = i_cab(3,:); %Almaceno para calcular varianza
168             current_mag_5_gen_new(t,:) = i_cab(5,:); %Almaceno para calcular varianza
169             current_mag_9_gen_new(t,:) = i_cab(9,:); %Almaceno para calcular varianza
170             current_mag_14_gen_new(t,:) = i_cab(14,:); %Almaceno para calcular varianza
171             voltage_mag_1_gen_new(t,:) = v_cab(1,:); %Almaceno para calcular varianza
172             voltage_mag_12_gen_new(t,:) = v_cab(12,:); %Almaceno para calcular varianza
173             voltage_mag_13_gen_new(t,:) = v_cab(13,:); %Almaceno para calcular varianza
174             voltage_mag_14_gen_new(t,:) = v_cab(14,:); %Almaceno para calcular varianza
175             voltage_mag_17_gen_new(t,:) = v_cab(17,:); %Almaceno para calcular varianza
176             voltage_mag_18_gen_new(t,:) = v_cab(18,:); %Almaceno para calcular varianza
177             voltage_mag_19_gen_new(t,:) = v_cab(19,:); %Almaceno para calcular varianza
178             voltage_mag_20_gen_new(t,:) = v_cab(20,:); %Almaceno para calcular varianza
179             p_Zdata_gen_new(t) = p_sample_gen; %Almaceno para calcular varianza
180             t = t+1;
181         end
182     end
183
184     c = c+1;
185     N_iteraciones_MDP_3m = N_iteraciones_MDP_3m + 1;
186 end
187 end
188
189 %% Adicion de consumo EV (2m+1)
190
191 t = 1; %Contador de simulaciones totales
192 c = 1; %Contador de iteraciones totales
193
194 % Inicializacion de informacion de salida estadistica
195 losses_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),1); %Registro de perdidas de la red para la variaza
196 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
197
198

```

```

199
200 current_mag_trafo_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades trafo para la variata
201 current_mag_1_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L1 para la variata
202 current_mag_3_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L3 para la variata
203 current_mag_5_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L5 para la variata
204 current_mag_9_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L9 para la variata
205 current_mag_14_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de intensidades rama L14 para la variata:
206 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
207
208 voltage_mag_1_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C1 para la variata
209 voltage_mag_12_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C12 para la variata
210 voltage_mag_13_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C13 para la variata
211 voltage_mag_14_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C14 para la variata
212 voltage_mag_17_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C17 para la variata
213 voltage_mag_18_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C18 para la variata
214 voltage_mag_19_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C19 para la variata
215 voltage_mag_20_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),4); %Registro de tensiones nudo C20 para la variata
216 %Fases a, b, c, n para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
217
218 p_Zdata_loadEV_new = zeros(3*3*length(loadEV_name),1); %Registro de probabilidades para la variata
219 %Para 3 cargas monofasicas con concentracion 2+1 para x nudos
220
221 for j=1:length(loadEV_name)
222     for f=1:3
223         u_loadEV = mean(histogram_sample_loadEV(c,:));
224         o_loadEV = std(histogram_sample_loadEV(c,:));
225         skewness_loadEV = skewness(histogram_sample_loadEV(c,:));
226         kurtosis_loadEV = kurtosis(histogram_sample_loadEV(c,:));
227
228         n = length(load_name)*3+length(gen_name)*3+length(loadEV_name)*3; %Numero de variables aleatorias
229
230         epsilon_loadEV_1 = skewness_loadEV/2 + sqrt(kurtosis_loadEV-(3/4)*skewness_loadEV^2);
231         epsilon_loadEV_2 = skewness_loadEV/2 - sqrt(kurtosis_loadEV-(3/4)*skewness_loadEV^2);
232         epsilon_loadEV_3 = 0;
233         w_loadEV(1) = u_loadEV + epsilon_loadEV_1*o_loadEV;
234         w_loadEV(2) = u_loadEV + epsilon_loadEV_2*o_loadEV;
235         w_loadEV(3) = u_loadEV + epsilon_loadEV_3*o_loadEV;
236         p_loadEV(1) = 1/(epsilon_loadEV_1*(epsilon_loadEV_1-epsilon_loadEV_2));
237         p_loadEV(2) = -1/(epsilon_loadEV_2*(epsilon_loadEV_1-epsilon_loadEV_2));
238         p_loadEV(3) = 1/n - 1/(kurtosis_loadEV-skewness_loadEV^2);
239
240         for m=1:3 %Concentracion 2m+1
241             sample_loadEV = w_loadEV(m);
242             p_sample_loadEV = p_loadEV(m);
243             run('ejecutar_MDP_LoadEV_Matlab_DSS.m') %Interfaz que proporciona los ficheros ".CSV"
244
245             voltage=csvread('voltage_redBT.CSV',1,1);
246             v_cab = [voltage (2:21,[3,7,11,15])]; %Tenemos 20 tensiones por hora (20 buses red BT)
247
248             current=csvread('current_redBT.CSV',1,1);
249             i_cab = [current (3:21,[1,3,5,7])]; %Tenemos 19 corrientes por hora (19 lineas red BT)
250
251             current=csvread('current_redBT.CSV',1,1);
252             i_trafo = [current (2,[1,3,5,7])]; %Corriente del trafo por hora
253
254             loss_file =csvread('losses_redBT.CSV',1,1);
255             loss_cab = [loss_file (1:20,1)]; %Tenemos 20 potencias por hora (19 lineas + trafo )
256
257             losses_loadEV_new(t) = sum(loss_cab); %Almacena para calcular varianza
258             current_mag_trafo_loadEV_new(t,:) = i_trafo (1,:); %Almacena para calcular varianza
259             current_mag_1_loadEV_new(t,:) = i_cab (1,:); %Almacena para calcular varianza
260             current_mag_3_loadEV_new(t,:) = i_cab (3,:); %Almacena para calcular varianza
261             current_mag_5_loadEV_new(t,:) = i_cab (5,:); %Almacena para calcular varianza
262             current_mag_9_loadEV_new(t,:) = i_cab (9,:); %Almacena para calcular varianza
263             current_mag_14_loadEV_new(t,:) = i_cab (14,:); %Almacena para calcular varianza
264             voltage_mag_1_loadEV_new(t,:) = v_cab (1,:); %Almacena para calcular varianza
265             voltage_mag_12_loadEV_new(t,:) = v_cab (12,:); %Almacena para calcular varianza
266             voltage_mag_13_loadEV_new(t,:) = v_cab (13,:); %Almacena para calcular varianza
267             voltage_mag_14_loadEV_new(t,:) = v_cab (14,:); %Almacena para calcular varianza
268             voltage_mag_17_loadEV_new(t,:) = v_cab (17,:); %Almacena para calcular varianza
269             voltage_mag_18_loadEV_new(t,:) = v_cab (18,:); %Almacena para calcular varianza
270             voltage_mag_19_loadEV_new(t,:) = v_cab (19,:); %Almacena para calcular varianza
271             voltage_mag_20_loadEV_new(t,:) = v_cab (20,:); %Almacena para calcular varianza
272             p_Zdata_loadEV_new(t) = p_sample_loadEV; %Almacena para calcular varianza
273             t = t+1;
274             N_simulaciones_MDP_3m = N_simulaciones_MDP_3m +1;
275         end
276
277         c = c+1;
278         N_iteraciones_MDP_3m = N_iteraciones_MDP_3m +1;
279     end
280 end
281
282 %Obtencion de resultados para analizar
283 losses_new = [losses_loadEV_new;losses_gen_new;losses_loadEV_new];
284 current_mag_trafo_new = [current_mag_trafo_loadEV_new;current_mag_trafo_gen_new;current_mag_trafo_loadEV_new];
285 current_mag_1_new = [current_mag_1_loadEV_new;current_mag_1_gen_new;current_mag_1_loadEV_new];
286 current_mag_3_new = [current_mag_3_loadEV_new;current_mag_3_gen_new;current_mag_3_loadEV_new];
287 current_mag_5_new = [current_mag_5_loadEV_new;current_mag_5_gen_new;current_mag_5_loadEV_new];
288 current_mag_9_new = [current_mag_9_loadEV_new;current_mag_9_gen_new;current_mag_9_loadEV_new];
289 current_mag_14_new = [current_mag_14_loadEV_new;current_mag_14_gen_new;current_mag_14_loadEV_new];
290 voltage_mag_1_new = [voltage_mag_1_loadEV_new;voltage_mag_1_gen_new;voltage_mag_1_loadEV_new];
291 voltage_mag_12_new = [voltage_mag_12_loadEV_new;voltage_mag_12_gen_new;voltage_mag_12_loadEV_new];
292 voltage_mag_13_new = [voltage_mag_13_loadEV_new;voltage_mag_13_gen_new;voltage_mag_13_loadEV_new];
293 voltage_mag_14_new = [voltage_mag_14_loadEV_new;voltage_mag_14_gen_new;voltage_mag_14_loadEV_new];
294 voltage_mag_17_new = [voltage_mag_17_loadEV_new;voltage_mag_17_gen_new;voltage_mag_17_loadEV_new];
295 voltage_mag_18_new = [voltage_mag_18_loadEV_new;voltage_mag_18_gen_new;voltage_mag_18_loadEV_new];
296 voltage_mag_19_new = [voltage_mag_19_loadEV_new;voltage_mag_19_gen_new;voltage_mag_19_loadEV_new];
297 voltage_mag_20_new = [voltage_mag_20_loadEV_new;voltage_mag_20_gen_new;voltage_mag_20_loadEV_new];
298 p_Zdata_new = [p_Zdata_loadEV_new;p_Zdata_gen_new;p_Zdata_loadEV_new];

```

Una vez desarrollados los tres bloques de variables aleatorias de entrada, se procederá a la obtención de los resultados para analizar. En este caso, para MDP de concentración  $2m + 1$ , se fusionarán todos los datos de salida de los diferentes bloques en una única variable para las tensiones (*voltage\_mag\_X\_new*), las corrientes (*current\_mag\_trafo\_new*, *current\_mag\_X\_new*), las pérdidas (*losses\_new*) y los pesos asociados a cada una de las componentes de dichas variables (*p\_Zdata\_new*). Nuevamente, para el cálculo de la media y la desviación estándar de dichas variables con una ponderación asociada, se podrán aplicar las expresiones (E.1) y (E.2). A continuación, se muestra un ejemplo para el análisis de la tensión de un nudo cualquiera para una fase específica:

```
1 voltage_mag_X_A_new = voltage_mag_X_new(:,1);      %Datos de salida de tensión del nudo X para la fase A
2 MediaMDP_new = 0;
3 VarianzaMDP_new = 0;
4
5 for i=1:length(voltage_mag_X_A_new)
6     MediaMDP_new = MediaMDP_new + voltage_mag_X_A_new(i)*p_Zdata_new(i);
7 end
8
9 for i=1:length(voltage_mag_X_A_new)
10    VarianzaMDP_new = VarianzaMDP_new + (voltage_mag_X_A_new(i)^2)*p_Zdata_new(i);
11 end
12
13 MediaMDP_new;
14 DesviacionMDP_new = sqrt(VarianzaMDP_new - MediaMDP_new^2);
15 Resultados (1,5) = MediaMDP_new;
16 Resultados (1,6) = DesviacionMDP_new;
```

# Índice de Figuras

---

3.1	Clasificación de enfoques de modelado de sistemas de energía	8
3.2	Diagrama de flujo de la Simulación de Monte Carlo	15
3.3	Diagrama de flujo del Método de Estimación de Puntos	17
4.1	Topología de referencia de la red de distribución europea de BT	20
4.2	Topología de referencia de la subred de estudio usada. En rojo se encuentran marcados los nudos y ramas de interés para el estudio	21
4.3	Conexiones de puesta a tierra para la red europea de distribución de BT de referencia	21
4.4	Histograma y función de densidad de la carga C1 para las 12:00 horas	24
4.5	Perfil de generación PV real para 24 horas del día	24
4.6	Histograma y función de densidad de la generación PV en C1 para las 12:00 horas	26
4.7	Histograma y función de densidad de consumo VE para la estación de carga en C1	27
4.8	Histograma y función de densidad de consumo VE en C12 (caso residencial)	27
5.1	Caso 1: FDP de corriente del transformador para las 12:00 horas	31
5.2	Caso 1: FDP de tensión del nudo C20 para las 12:00 horas	34
5.3	Caso 1: FDP de corriente de la línea L1 para las 12:00 horas	34
5.4	Caso 2: FDP de corriente del transformador para las 12:00 horas	35
5.5	Caso 2: FDP de tensión del nudo C20 para las 12:00 horas	38
5.6	Caso 2: FDP de corriente de la línea L1 para las 12:00 horas	38
5.7	Caso 3: FDP de corriente del transformador para las 12:00 horas	39
5.8	Caso 3: FDP de tensión del nudo C20 para las 12:00 horas	42
5.9	Caso 3: FDP de corriente de la línea L1 para las 12:00 horas	42
5.10	Caso 4: FDP de tensión del nudo C20 para las 16:00 horas	46
5.11	Caso 4: FDP de corriente de la línea L1 para las 16:00 horas	46
5.12	Caso 5: FDP de corriente del transformador para las 16:00 horas	47
5.13	Caso 6: FDP de corriente del transformador para las 16:00 horas	50
5.14	Caso 6: FDP de tensión del nudo C20 para las 16:00 horas	53
5.15	Caso 6: FDP de corriente de la línea L1 para las 16:00 horas	53
5.16	Caso 7: FDP de tensión del nudo C20 para las 18:00 horas	57
5.17	Caso 7: FDP de corriente de la línea L1 para las 18:00 horas	57
5.18	Caso 8: FDP de corriente del transformador para las 18:00 horas	58
5.19	Caso 8: FDP de tensión del nudo C20 para las 18:00 horas	61
5.20	Caso 8: FDP de corriente de la línea L1 para las 18:00 horas	61
B.1	Función de densidad de distribución normal	69
D.1	Perfil de generación PV (producción típica)	76
D.2	Perfiles de generación PV (producción típica)	76
D.3	Perfil de generación PV (alteraciones puntuales)	77
D.4	Perfiles de generación PV (alteraciones puntuales)	77
D.5	Perfil de generación PV (irregularidad marcada)	78

D.6	Perfiles de generación PV (irregularidad marcada)	78
E.1	Esquema del programa principal de Matlab	82
E.2	Proceso de Simulación de Monte Carlo (SMC) en Matlab	89
E.3	Proceso del Método de Estimación de Puntos (MDP) en Matlab	93

# Índice de Tablas

---

3.1	Distribuciones de probabilidad utilizadas en el modelado de incertidumbre de carga	8
3.2	Distribuciones de probabilidad utilizadas en el modelado de incertidumbre de generación solar PV	10
3.3	Distribuciones de probabilidad utilizadas en el modelado de incertidumbre consumo por carga VE	11
4.1	Distribución de la red comercial de referencia de BT europea	20
4.2	Matrices de impedancia primitivas de líneas aéreas de referencia en la red europea de distribución de BT	22
4.3	Parámetros de transformadores de referencia de la red de distribución europea de BT	22
4.4	Parámetros de red equivalentes de MT de referencia de la red de distribución de BT europea	22
4.5	Parámetros de carga de referencia de la red de distribución europea de BT	22
4.6	Perfil horario de cargas	23
4.7	Parámetros probabilísticos de carga de la red de estudio	23
4.8	Potencia PV instalada de generación de la red de estudio	25
4.9	Parámetros probabilísticos de generación PV de la red de estudio	25
4.10	Parámetros probabilísticos de consumo VE de la red de estudio	26
5.1	Escenarios desarrollados en la red comercial de estudio	29
5.2	Caso 1: Comparación FDP tensión para las 12:00 horas	32
5.3	Caso 1: Comparación FDP corriente para las 12:00 horas	33
5.4	Caso 1: Comparación FDP corriente transformador para las 12:00 horas	33
5.5	Caso 1: Comparación FDP pérdidas totales para las 12:00 horas	33
5.6	Caso 2: Comparación FDP tensión para las 12:00 horas	36
5.7	Caso 2: Comparación FDP corriente para las 12:00 horas	37
5.8	Caso 2: Comparación FDP corriente transformador para las 12:00 horas	37
5.9	Caso 2: Comparación FDP pérdidas totales para las 12:00 horas	37
5.10	Caso 3: Comparación FDP tensión para las 12:00 horas	40
5.11	Caso 3: Comparación FDP corriente para las 12:00 horas	41
5.12	Caso 3: Comparación FDP corriente transformador para las 12:00 horas	41
5.13	Caso 3: Comparación FDP pérdidas totales para las 12:00 horas	41
5.14	Caso 4: Comparación FDP tensión para las 16:00 horas	44
5.15	Caso 4: Comparación FDP corriente para las 16:00 horas	45
5.16	Caso 4: Comparación FDP corriente transformador para las 16:00 horas	45
5.17	Caso 4: Comparación FDP pérdidas totales para las 16:00 horas	45
5.18	Caso 5: Comparación FDP tensión para las 16:00 horas	48
5.19	Caso 5: Comparación FDP corriente para las 16:00 horas	49
5.20	Caso 5: Comparación FDP corriente transformador para las 16:00 horas	49
5.21	Caso 5: Comparación FDP pérdidas totales para las 16:00 horas	49
5.22	Caso 6: Comparación FDP tensión para las 16:00 horas	51
5.23	Caso 6: Comparación FDP corriente para las 16:00 horas	52
5.24	Caso 6: Comparación FDP corriente transformador para las 16:00 horas	52
5.25	Caso 6: Comparación FDP pérdidas totales para las 16:00 horas	52
5.26	Caso 7: Comparación FDP tensión para las 18:00 horas	55

5.27	Caso 7: Comparación FDP corriente para las 18:00 horas	56
5.28	Caso 7: Comparación FDP corriente transformador para las 18:00 horas	56
5.29	Caso 7: Comparación FDP pérdidas totales para las 18:00 horas	56
5.30	Caso 8: Comparación FDP tensión para las 18:00 horas	59
5.31	Caso 8: Comparación FDP corriente para las 18:00 horas	60
5.32	Caso 8: Comparación FDP corriente transformador para las 18:00 horas	60
5.33	Caso 8: Comparación FDP pérdidas totales para las 18:00 horas	60

# Índice de Códigos

---

E.1	Red Comercial de BT implementada en OpenDSS	79
E.2	Inicialización de histograma de cargas	83
E.3	Inicialización de histograma de generacion	85
E.4	Inicialización de histograma de consumo VE	87
E.5	Simulación de Monte Carlo (SMC)	90
E.6	Interfaz Matlab   OpenDSS (SMC)	91
E.7	Método de Estimación de 2 ptos (MDP 2m)	94
E.8	Interfaz Matlab   OpenDSS (MDP_load)	98
E.9	Interfaz Matlab   OpenDSS (MDP_gen)	99
E.10	Interfaz Matlab   OpenDSS (MDP_loadEV)	100
E.11	Método de Estimación de 2 ptos +1 (MDP 2m+1)	101



# Bibliografía

---

- [1] F.M. Gatta, F. Iliceto, Stefano Lauria, and P. Masato. Modelling and computer simulation of dispersed generation in distribution networks. measures to prevent disconnection during system disturbances. 07 2003.
- [2] Hamid Falaghi and MahmoudReza Haghifam. Distributed generation impacts on electric distribution systems reliability: Sensitivity analysis. 12 2005.
- [3] Tsai-Hsiang Chen, M.S. Chen, W.-J Lee, Paul Kotas, and Peter Van Olinda. Distribution system short circuit analysis-a rigid approach. volume 7, pages 444–450, 06 1991.
- [4] Juan Morales and Juan Pérez-Ruiz. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22:1594–1601, 12 2007.
- [5] Bart Tuinema, José Torres, Alexandru Stefanov, Francisco Gonzalez-Longatt, and Mart Meijden. *Probabilistic Reliability Analysis of Power Systems: A Student's Introduction*. 01 2020.
- [6] Morteza Aien, Ali Hajebrahimi, and Mahmud Fotuhi-Firuzabad. A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:1077–1089, 2016.
- [7] Joakim Widén and Ewa Wäckelgård. A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand. *Applied Energy*, 87(6):1880–1892, 2010.
- [8] B Rajanarayan Prusty and Debashisha Jena. A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69:1286–1302, 2017.
- [9] Umar Ramadhani, Mahmoud Shepero, Joakim Munkhammar, Joakim Widén, and Nicholas Etherden. Review of probabilistic load flow approaches for power distribution systems with photovoltaic generation and electric vehicle charging. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 120:106003, 09 2020.
- [10] Enrico Carpaneto and Gianfranco Chicco. Probability distributions of the aggregated residential load. In *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pages 1–6, 2006.
- [11] Nitesh Bhat, B Rajanarayan Prusty, and Debashisha Jena. Cumulant-based correlated probabilistic load flow considering photovoltaic generation and electric vehicle charging demand. *Frontiers in Energy*, 11:184–196, 05 2017.
- [12] B. Rajanarayan Prusty and Debashisha Jena. Combined cumulant and gaussian mixture approximation for correlated probabilistic load flow studies: a new approach. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2(2):71–78, 2016.
- [13] Panagiotis N. Papadopoulos, Atia Adrees, and Jovica V. Milanović. Probabilistic assessment of transient stability in reduced inertia systems. In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2016.

- [14] Shi Tao, Yu Ruoying, Zhu Lingzhi, and Gao Shan. Power system probabilistic production simulation containing large-scale wind power and photovoltaic power. In *2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pages 1–6, 2013.
- [15] Zhipeng Liu, Fushuan Wen, and Gerard Ledwich. Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4):2541–2551, 2011.
- [16] Shichao Liu, Peter Liu, Xiaoyu Wang, Zhijun Wang, and Wenchao Meng. Effects of correlated photovoltaic power and load uncertainties on grid-connected microgrid day-ahead scheduling. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 11, 06 2017.
- [17] Gan Li and Xiao-Ping Zhang. Modeling of plug-in hybrid electric vehicle charging demand in probabilistic power flow calculations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1):492–499, 2012.
- [18] Wah Cheung Wong, C. Y. Chung, Ka Wing Chan, and Haoyong Chen. Quasi-monte carlo based probabilistic small signal stability analysis for power systems with plug-in electric vehicle and wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3335–3343, 2013.
- [19] G J Anders. Probability concepts in electric power systems. 1 1989.
- [20] Juan Morales and Juan Pérez-Ruiz. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22:1594–1601, 12 2007.
- [21] K. Strunz, Ehsan Abbasi, Robert Fletcher, Nikos Hatziaargyriou, Reza Iravani, and Géza Joos. *TF C6.04.02 : TB 575 – Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. 04 2014.
- [22] Nitesh Bhat, B Rajanarayan Prusty, and Debashisha Jena. Cumulant-based correlated probabilistic load flow considering photovoltaic generation and electric vehicle charging demand. *Frontiers in Energy*, 11:184–196, 05 2017.
- [23] S.M. Soares V.L. Arienti A.M. Laite da Silva, R.N. Allan. Probabilistic load flow considering network outages. *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, 132:139–145, 05 1985.
- [24] William F. Tinney and Clifford E. Hart. Power flow solution by newton’s method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 11:1449–1460, 1967.
- [25] Brian Stott. Decoupled newton load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-91(5):1955–1959, 1972.
- [26] An efficient point estimate method for probabilistic analysis. *Reliability Engineering and System Safety*, 59(3):261–267, 1998.
- [27] Discrete approximations of probability distributions. *Management Science*, 29(3):352–362, 1983.
- [28] John Christian and Gregory Baecher. The point-estimate method with large numbers of variables. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 26:1515–1529, 12 2002.