



Universidad Carlos III de Madrid  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

## Pérdidas de energía en redes de distribución en baja tensión - Smart Grids

Trabajo Fin de Máster

*Autor:*  
José Ángel Velasco

*Directora:*  
Hortensia Amarís

*Fecha:*  
*Leganés, septiembre de 2016*

*“It is our choices, Harry,  
that show what we truly are,  
far more than our abilities”*

*Albus Dumbledore, 1998*

# Agradecimientos

En primer lugar, mi más sincero agradecimiento a la profesora Hortensia Amarís directora de este Trabajo Fin de Máster, por su inestimable labor de dirección, por el tiempo que ha dedicado a orientarme, por sus sugerencias e ideas de las que tanto provecho he obtenido y por darme la oportunidad de colaborar en el Dpto. de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid.

A mis compañeros del Dpto. de Ingeniería Eléctrica, en especial a Ricardo Vázquez, por su ayuda cuando los problemas de programación se presentaban, y a Brenda Rojas por ofrecerme sus consejos y experiencia.

A mis compañeros del Máster en Ingeniería Industrial, en especial a Rubén Pérez Carlos Morcillo, Sara Álvarez y Dima Al Hussayni por su ayuda y comprensión durante todo este periodo sin olvidar de los buenos momentos que me han hecho pasar.

Pero esto nunca hubiera sido posible sin el cariño y el apoyo incondicional de mis padres. Esto es también vuestro triunfo.

*José Ángel Velasco  
Septiembre de 2016*

# Resumen

En el presente Trabajo Fin de Máster se propone una metodología de balance de carga para la obtención de pérdidas técnicas en redes de distribución en baja tensión en las que ha sido desplegada una infraestructura de telegestión (Smart Grids).

La metodología propuesta consta de tres algoritmos: flujo de cargas, cálculo de pérdidas técnicas y estimación de demanda no-telegestionada. Esta metodología es aplicable a redes de distribución en baja tensión trifásicas equilibradas.

Los tres algoritmos presentados son implementados en lenguaje de programación m de Matlab/Octave para llevar a cabo un ejemplo práctico con una red de distribución en baja tensión con consumo de tipo comercial, que incluye demanda telegestionada y no-telegestionada.

Con los datos de la topología de red, los datos proporcionados por el sistema de telegestión y las lecturas de consumo de energía de los clientes no-telegestionados, se obtienen las pérdidas técnicas producidas en la red durante un periodo de tiempo concreto.

Los resultados obtenidos son verificados mediante un estudio estadístico sobre el comportamiento de las pérdidas técnicas en redes de distribución de baja tensión.

Para ello se comienza por un estudio preliminar de los parámetros de la red de estudio que influyen en las pérdidas. Estos parámetros son modificados para comprobar cómo varían las pérdidas técnicas.

Se continua por modelar la demanda de la red de estudio mediante técnicas estocásticos, para generar un amplio conjunto de escenarios de carga y comprobar sobre la red de estudio, como las pérdidas evolucionan en cada escenario.

Se concluye el análisis estadístico mediante un análisis de la influencia de la topología de la red en las pérdidas técnicas en cualquier red de distribución de BT. Se definen los parámetros que se consideran característicos en la red de cara a las pérdidas y se realiza un análisis de sensibilidad. Tras este análisis, se emprende una simulación de Montecarlo para determinar el nivel máximo de pérdidas que se puede dar y su probabilidad asociada. Finalmente, el documento se cierra mediante una serie de conclusiones.

# Abstract

At this master thesis, a load balance methodology is proposed for the determination of the technical losses in distribution networks with a smart metering infrastructure deployed, it means, Smart Grids.

The methodology proposed consists in three algorithms: power flow, technical losses calculation and estimation of demand without smart metering. The methodology is formulated under the hypothesis of balanced three-phase network.

The three algorithms are implemented at Matlab code to carry out a case study with a commercial distribution network. In this network there is two types of customer, customers with monthly consumption record and customers with smart metering.

With the network topology data, the information provided by the smart metering infrastructure and the monthly records of consumption, the methodology proposed is applied and the technical losses of the whole system are calculated for a time period given.

The results obtained are verified with a statistical study of the technical losses in distribution systems.

It begins with a preliminary study of the parameters of the case study network. These parameters are modified in order to check how the technical losses vary.

It continues by a stochastic simulation, where the demand is modeled to generate a huge amount of load scenarios applied to case study network.

The final study consists in determine how the topology of the network affects the level of technical losses. The characteristic parameters that define the topology of a distribution network are presented and then a Montecarlo simulation is carry out to build a huge amount of topology networks. At each topology the technical losses are calculated with different levels of demand. Finally, the distribution probability of losses with demand is obtained.

The master thesis is closed by a conclusions series.

# Índice general

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
1.1 Objetivo, motivación y alcance .....	14
1.2 Estructura del documento .....	15
<b>2. REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN - SMART GRIDS.....</b>	<b>16</b>
2.1 Principales características de la red de distribución .....	16
2.2 Clasificación de las redes de distribución.....	18
2.2.1 <i>Clasificación según número y extensión de CTs</i> .....	18
2.2.2 <i>Clasificación según disposición aérea/subterránea</i> .....	19
2.3 Marco normativo.....	21
2.4 De la red de distribución a las Smart Grids .....	22
2.4.1 <i>Principales retos hacia el desarrollo de las Smart Grids</i> .....	22
2.4.2 <i>Investigación y desarrollo</i> .....	24
<b>3. METODOLOGÍA DE BALANCE DE CARGA EN REDES SMART GRIDS .....</b>	<b>26</b>
3.1 Algoritmo de flujo de cargas .....	27
3.2 Algoritmo de cálculo de pérdidas técnicas .....	30
3.3 Algoritmo de estimación de demanda no-telegestionada .....	31
<b>4. CASO DE ESTUDIO PRÁCTICO .....</b>	<b>35</b>
4.1 Red de distribución objeto de estudio .....	35
4.2 Resultados .....	41
<b>5. ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA EXTRAPOLACIÓN DE PÉRDIDAS .....</b>	<b>43</b>
5.1 Influencia de los parámetros de la red de estudio .....	44
5.1.1 <i>Influencia del conductor</i> .....	44
5.1.2 <i>Influencia de longitud de tramo</i> .....	45
5.1.3 <i>Influencia del nivel de carga</i> .....	46
5.2 Análisis estocástico de la demanda.....	48
5.2.1 <i>Hipótesis de modelado</i> .....	48
5.2.2 <i>Generación de escenarios</i> .....	48
5.2.2 <i>Resultados: Familias de escenarios</i> .....	49
5.3 Análisis estadístico de la topología de red.....	52
5.3.1 <i>Definición de parámetros característicos de red</i> .....	52
5.3.2 <i>Ánálisis de sensibilidad</i> .....	55
5.3.3 <i>Simulación de Montecarlo</i> .....	69
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>78</b>

# Índice de figuras

Figura 1. Esquema de red de distribución en baja tensión. ....	17
Figura 2. Ejemplo de línea aérea de MT para suministro en BT. [7] .....	19
Figura 3. Ejecución de una línea de baja tensión subterránea en zona residencial. [8].....	20
Figura 4. Logo proyecto PRICE. [13] .....	24
Figura 5. Logo proyecto OSIRIS. [14] .....	25
Figura 6. Logo proyecto IDE4L. [15].....	25
Figura 7. Diagrama de flujo del algoritmo de flujo de cargas .....	29
Figura 8. Diagrama de flujo del procedimiento de balance de carga .....	34
Figura 9. Perfiles de demanda SBT, y clientes con y sin telegestión .....	36
Figura 10. Topología de la red de distribución objeto de estudio .....	37
Figura 11. Pérdidas técnicas de toda la red de distribución.....	41
Figura 12. Pérdidas técnicas debidas a clientes telegestionados .....	42
Figura 13. Pérdidas técnicas debidas a clientes no-telegestionados .....	42
Figura 14. Influencia de la sección de conductor sobre las pérdidas técnicas.....	45
Figura 15. Influencia de la longitud de tramo sobre las pérdidas técnicas .....	46
Figura 16. Influencia del nivel de carga sobre las pérdidas técnicas.....	47
Figura 17. Ilustración del proceso de generación de escenarios de demanda .....	49
Figura 18. Pérdidas técnicas en familia de escenarios 1.....	50
Figura 19. Pérdidas técnicas en familia de escenarios 2.....	50
Figura 20. Pérdidas técnicas en familia de escenarios 3.....	51
Figura 21. Gráfico de cajas para pérdidas técnicas en familia de escenarios 1 .....	51
Figura 22. Ilustración de topología de red con una derivación .....	54
Figura 23. Ilustración de topología de red con dos derivaciones .....	54
Figura 24. Análisis de sensibilidad. Variación del número de salidas .....	56
Figura 25. Análisis de sensibilidad. Variación del número de acometidas. ....	57
Figura 26. Análisis de sensibilidad. Variación de longitud de tramo. ....	58
Figura 27. Análisis de sensibilidad. Variación de la longitud de acometida.....	59
Figura 28. Análisis de sensibilidad. Variación de la longitud de derivación .....	60
Figura 29. Análisis de sensibilidad. Variación del nivel de ramificación .....	61
Figura 30. Análisis de sensibilidad. CDF en función del número de salidas .....	63

Figura 31. Análisis de sensibilidad. CDF en función del número de acometidas .....	64
Figura 32. Análisis de sensibilidad. CDF en función de la longitud de tramo .....	65
Figura 33. Análisis de sensibilidad. CDF en función de la longitud de derivación .....	66
Figura 34. Análisis de sensibilidad. CDF en función de la longitud de acometida .....	67
Figura 35. Análisis de sensibilidad. CDF en función del número de ramificaciones.....	68
Figura 36. Pérdidas técnicas obtenidas en la simulación de Montecarlo .....	70
Figura 37. Simulación Montecarlo. CDF en función del número de salidas.....	71
Figura 38. Simulación Montecarlo. CDF en función del número de acometidas .....	72
Figura 39. Simulación Montecarlo. CDF en función de la longitud de tramo .....	73
Figura 40. Simulación Montecarlo. CDF en función de la longitud de acometida .....	74
Figura 41. Simulación Montecarlo. CDF en función de la longitud de derivación.....	75
Figura 42. Simulación Montecarlo. CDF en función del nivel de ramificación .....	76
Figura 43. Simulación Montecarlo. CDF general de pérdidas .....	77

# Índice de tablas

Tabla 1. Tipos de clientes [9]. .....	31
Tabla 2. Características generales de la red de distribución.....	36
Tabla 3. Datos de topología de la red de distribución .....	38
Tabla 4. Datos relativos a los clientes telegestionados de la red de distribución .....	40
Tabla 5. Datos relativos a los clientes no-telegestionados de la red de distribución.....	40
Tabla 6. Valor de resistencia y reactancia para conductores empleados [16] .....	54

# Acrónimos

CGP	Caja General de Protección
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
CT	Centro de Transformación
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
RD	Real Decreto
LGA	Línea General de Alimentación
SBT	Supervisor de Baja Tensión
PVPC	Precio Voluntario Pequeño Consumidor
p.u.	Por unidad
GD	Generación Distribuida
pdf	Función densidad de probabilidad ( <i>Probability density function</i> )
cdf	Función distribución de probabilidad ( <i>Cumulative distribution function</i> )
SI	Sistema Internacional de Unidades
kW	kilovatio (unidad de potencia eléctrica activa en el SI)
kVAR	kilo voltio-amperio-reactivo (unidad de potencia eléctrica reactiva en el SI)
kVA	kilo voltio-amperio (unidad de potencia eléctrica aparente en el SI)
PVC	Policloruro de vinilo
XLPE	Polietileno reticulado

# Notación

## Constantes

$n_0$	Número de nodos de la red de distribución
$n_c$	Número de clientes de la red de distribución
$b$	Número de tramos/ramas de la red de distribución
$N_T$	Número de clientes telegestionados
$N_{NT}$	Número de clientes no-telegestionados
$C_i$	Coeficiente corrector de consumo del cliente no-telegestionado $i$

## Conjuntos

$\Omega_j$	Conjunto de nodos conectados al nodo $j$ y que están “aguas abajo” del mismo en la red de distribución.
$\Omega_T$	Conjunto de clientes telegestionados
$\Omega_{NT}$	Conjunto de clientes no-telegestionados

## Listados

$G$	Grafo de la red de distribución de Baja Tensión. En la práctica es un matriz con tres columnas ( $N_i, N_j, L$ ) y tantas filas como tramos/ramas existan en la red ( $b$ ).
$N_i$	Listado de nodos inicio de tramo/rama de la red de distribución.
$N_j$	Listado de nodos fin de tramo/rama de la red de distribución.
$L$	Listado de tramos asociados a cada pareja de nodos $N_i, N_j$
$N_s$	Listado de salidas de la red de distribución

## Parámetros característicos

$N$	Número de salidas
$n$	Número de acometidas
$r$	Nivel de ramificación
$L_i$	Longitud media de tramo principal $i$
$l_i$	Longitud media de tramo final/acometida $i$
$m_i$	Longitud media de derivación $i$

### Algoritmo flujo de cargas

$\bar{s}_i^{esp}$	Potencia compleja en p.u demandada en el nodo $i$
$\bar{l}_i^k$	Corriente compleja en p.u. demandada por el nodo $i$ en iteración $k$
$\bar{l}_{ij}^k$	Corriente compleja en p.u. que circula por la rama/tramo que conecta los nodos $i$ y $j$
$\bar{v}_i^k$	Tensión compleja en p.u. del nodo $i$ en iteración $k$
$\bar{z}_{ij}$	Impedancia serie en p.u. de la rama que conecta los los nodos $i$ y $j$
$\bar{y}_i$	Admitancia paralelo en p.u. de todos los elementos conectados al nodo $i$

### Algoritmo cálculo pérdidas técnicas

$I_{i,j}$	Módulo de la corriente en magnitud real que circula por el tramo/rama que conecta los nodos $i$ y $j$
$R_{i,j}$	Resistencia eléctrica en magnitud real del tramo/rama que conecta los nodos $i$ y $j$
$X_{i,j}$	Reactancia en magnitud real del tramo/rama que conecta los nodos $i$ y $j$
$P_L$	Pérdidas técnicas de potencia activa en magnitud real.
$Q_L$	Pérdidas técnicas de potencia reactiva en magnitud real.
$S_D$	Potencia aparente demandada por la red en magnitud real.
$P_{d,i}$	Potencia activa demanda por el nodo $i$ en magnitud real.
$Q_{d,i}$	Potencia reactiva demanda por el nodo $i$ en magnitud real.
$P_{L,pu}$	Pérdidas técnicas de potencia activa en p.u. tomando como base la potencia aparente demandada por la red $S_D$ .
$Q_{L,pu}$	Pérdidas técnicas de potencia reactiva en p.u. tomando como base la potencia aparente demandada por la red $S_D$ .
$S_{D,pu}$	Potencia aparente demandada por la red en p.u. tomando como base la potencia máxima demandable por la red.
$P_{ctto,i}$	Potencia activa contratada por el cliente $i$ en magnitud real.

### Algoritmo estimación consumos no-telegestionados

$P_{SBT}(h)$	Potencia activa en magnitud real entregada a la red por parte del CT en la hora $h$ .
$P_{i,T}(h)$	Potencia activa en magnitud real demandada por el cliente telegestionado $i$ en la hora $h$ .
$P_{j,NT}(h)$	Potencia activa en magnitud real demandada por el cliente no-telegestionado $j$ en la hora $h$ .
$P_L(h)$	Potencia activa en magnitud real de pérdidas técnicas y no técnicas que se producen en la red en la hora $h$
$P_{GD}(h)$	Potencia activa en magnitud real vertida a la red procedente de Generación Distribuida existente en la red
$P_{NT}(h)$	Potencia activa en magnitud real demandada por el conjunto de clientes no-telegestionados.
$P_T(h)$	Potencia activa en magnitud real demandada por el conjunto de clientes telegestionados.
$E_{a,b}^i$	Lectura de consumo de energía del cliente no-telegestionado $i$ entre las fechas $a$ y $b$

**Generación de escenarios**

$\hat{P}_{NT}(h)$	Potencia activa adimensionalizada del SBT
$Nivel_{i,h}$	Demanda del cliente $i$ en hora $h$
$\hat{L}_i$	Factor ponderador de demanda del cliente $i$
$p_h$	Factor ponderador de demanda hora $h$
$Desviación_{i,h}$	Desviación de demanda cliente $i$ hora $h$
$\sigma$	Factor de desviación de demanda
$P_{d,h,i}$	Demanda estocástica día $d$ hora $h$ cliente $i$

**Variables estadísticas**

$F(x)$	Función distribución de probabilidad
$f(x)$	Función densidad de probabilidad

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Objetivo, motivación y alcance

El objetivo perseguido en la redacción del presente Trabajo Fin de Máster es el desarrollo de una metodología de carga para la determinación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en Baja Tensión, en las que existe una infraestructura de telegestión, es decir, de redes Smart Grids.

Mediante el cálculo de los flujos de potencia será posible la evaluación de las pérdidas técnicas que el distribuidor está incurriendo en dicha red para dar suministro eléctrico a los usuarios. Este cálculo también sirve de base para la detección de potenciales pérdidas no técnicas (conexiones ilegales, mal funcionamiento de equipos, etc.) que pudieran existir en la red. Pero para ello, un gran porcentaje de la red debería disponer de telegestión.

El progresivo despliegue de contadores electrónicos con capacidad de telegestión que están llevando a cabo las compañías eléctricas en sus redes de distribución de BT invita al desarrollo e investigación en nuevas herramientas y procedimientos que permitan explotar la red de una forma más óptima.

Por tanto, el alcance de este Trabajo es el de implementar en código Matlab® la metodología de balance de carga presentada y llevar a cabo con dicho código un caso práctico con una red de distribución tipo, así como desarrollar un estudio estadístico sobre la relación entre las pérdidas técnicas y los parámetros que configuran la red de baja tensión.

## 1.2 Estructura del documento

El presente documento se estructura de la siguiente forma.

En el capítulo 1 se indica la finalidad del Trabajo Fin de Máster, así como la motivación que lo impulsa y el alcance del mismo.

En el capítulo 2 se realiza una breve introducción de las redes de distribución en baja tensión, poniendo el foco en el ámbito español, los retos en su camino hacia las Smart Grids y las iniciativas de investigación y desarrollo actuales.

En el capítulo 3 se presenta la metodología de balance de carga propuesta, detallando el funcionamiento de los tres algoritmos que la componen.

En el capítulo 4 se desarrolla un caso práctico con una red de distribución tipo de naturaleza comercial con infraestructura de telegestión parcial. Se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta.

En el capítulo 5 se realiza un análisis estadístico de las pérdidas técnicas desde lo particular a lo general. Se comienza por analizar la influencia de los parámetros de la red objeto de estudio en las pérdidas técnicas. Se continua modelando la demanda de dicha red de forma estocástica y analizando diferentes familias de escenarios de demanda. Y se concluye con un estudio de la influencia de la topología de la red sobre las pérdidas técnicas en cualquier red de distribución de BT. Este último estudio consiste en un análisis de sensibilidad de los parámetros característicos de red (que previamente son definidos) y una simulación de Montecarlo para determinar el nivel máximo de pérdidas y su probabilidad de ocurrencia asociada.

El capítulo 6 cierra el Trabajo Fin de Máster mediante una serie de conclusiones

# Capítulo 2

## Redes de distribución en baja tensión - Smart Grids

En este capítulo se presenta de forma general las principales características de la red de distribución de baja tensión, la normativa de aplicación y los retos a los que se enfrenta en su camino hacia una red más óptima, segura y con mayor calidad de suministro.

### 2.1 Principales características de la red de distribución

La red de distribución en baja tensión (BT) tiene como finalidad proporcionar acceso al suministro eléctrico/generación de los consumidores/generadores de energía eléctrica haciendo uso de líneas eléctricas responsables de transportar la energía entre los **centros de transformación** (CTs) y las instalaciones eléctricas de los consumidores/generadores. [1]

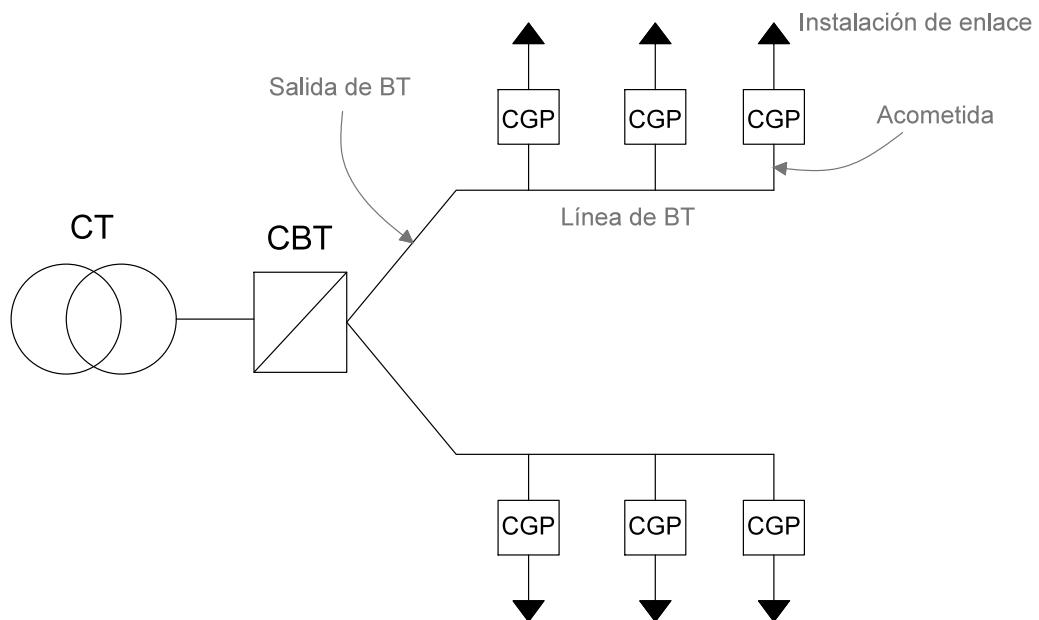
En el sistema eléctrico convencional el suministro eléctrico llega a los centros de transformación (CTs) a través de la red de la distribución en media tensión (MT).

El centro de transformación (CT) consta fundamentalmente de uno o varios transformadores, responsables de adecuar los niveles de tensión de media a baja tensión, y un **cuadro en baja tensión** (CBT) del que salen las diferentes líneas de distribución en baja tensión, denominadas **salidas** de baja tensión protegidas cada una de ellas normalmente con fusible.

Cada una de estas líneas de baja tensión que sale del CT se extiende a lo largo de un área determinada, presentando derivaciones conocidas como **acometidas** que suministran electricidad a los consumidores, ya sean monofásicos o trifásicos. Concretamente, la acometida es el tramo de la red de distribución que se extiende desde la derivación de la parte troncal de la línea de distribución hasta la **caja general de protección** (CGP), caja que contiene fusibles de protección. Por lo tanto, la red de distribución en baja tensión entendida como tal se extiende desde el cuadro en baja tensión (CBT) situado en el CT hasta la CGP.

A partir de la CGP se extienden las instalaciones de enlace, tramo de instalación que une la (o las) CGP, incluida esta, con la instalación receptora. En este tramo de instalación se sitúan la línea general de alimentación o LGA (tramo de la instalación de enlace que une la CGP con los contadores), los contadores eléctricos y las derivaciones individuales a cada uno de los consumidores (en caso de existir varios). [1]

En la Figura 1 se indica el esquema de una red de distribución pública en baja tensión.



**Figura 1. Esquema de red de distribución en baja tensión.**

## 2.2 Clasificación de las redes de distribución

La topología de la red de distribución de baja tensión se puede clasificar a grandes rasgos de acuerdo a los siguientes criterios:

- Tipo de consumos a los que da suministro
  - Vivienda individual o colectiva
  - Zona industrial o comercial
  - Casco urbano o zona residencial de nueva construcción
- El número de CTs, su potencia y distribución.
- Disposición de las líneas en configuración aérea o subterránea.

### 2.2.1 Clasificación según número y extensión de CTs

El número de CTs, su potencia y el número de suministros alimentados por cada uno de ellos influye en la topología de la red de distribución.

Por un lado, es común que las redes de distribución a **nivel europeo** se caractericen por el empleo de pocos CTs trifásicos de potencia alta en general, siendo típica una separación entre ellos de varios cientos de metros. [5]

Esto implica que la red de distribución en BT tenga una amplia extensión geográfica, siendo común que las líneas en baja tensión sean responsables de suministrar conexión eléctrica a diversos consumidores, tanto monofásicos como trifásicos, a través de una red trifásica a 4 hilos operando a niveles de tensión típicos de 230/400V. [5]

Por otro lado, la red de distribución en BT en muchos lugares de **América y Asia** se caracteriza por el empleo de numerosos transformadores monofásicos de potencia baja. Es muy típico que de la red de distribución en Media tensión (MT) se deriven transformadores monofásicos con bobinados secundarios a tres hilos responsables de la conversión a niveles de baja tensión (120/240V). Cada transformador monofásico suministra a una o varias instalaciones mediante líneas individuales o radiales. [5]

## 2.2.2 Clasificación según disposición aérea/subterránea

### Líneas Aéreas rurales

Las líneas **aéreas rurales** son aquellas que se extienden principalmente por las zonas rurales, o terrenos donde es la única solución para salvar ciertos obstáculos como puede ser el caso del suministro en fincas rodeadas de cultivos. Estos suministros se realizan en Media Tensión (MT) y cuentan con un transformador instalado en el poste que realiza el cambio a Baja Tensión (BT). En la Figura 2 se ilustra el concepto anterior.



**Figura 2. Ejemplo de línea aérea de MT para suministro en BT. [7]**

En esta configuración los conductores empleados están a la intemperie, sometidos a los agentes medioambientales y normalmente son de aluminio.

### Líneas aéreas urbanas

Las **redes aéreas urbanas** utilizadas en núcleos urbanos de pueblos y ciudades, utilizan conductores aislados generalmente en disposición trenzada y están formados por conductores de aluminio o cobre aislados con polietileno reticulado (XLPE) enrollados en forma de espiral.

Los cables aéreos pueden ser instalados posados sobre muros y fachadas, o tensados sujetos por apoyos.

## Líneas subterráneas

Por otra parte, las líneas **subterráneas** se utilizan tanto en BT como en MT. Se ubican principalmente en zonas urbanas de nueva construcción, o bien en núcleos urbanos donde se realiza un soterramiento de la red aérea. Estas redes circulan normalmente bajo las aceras y las vías públicas, bien enterradas directamente o bien en galerías o canalizaciones entubadas, a profundidades típicas entre 0,75 y 0,8 metros [1].

En la Figura 3 se ilustra una zona residencial de nueva construcción donde se está ejecutando la red de distribución eléctrica en BT.



**Figura 3. Ejecución de una línea de baja tensión subterránea en zona residencial. [8]**

Los cables utilizados en redes subterráneas son aislados con conductores de aluminio o cobre, pudiendo tener configuración unipolar o tripolar [1].

Si comparamos las líneas aéreas con las subterráneas, los costes de construcción, mantenimiento y reparación son superiores en las líneas subterráneas. Ahora bien, su impacto visual y riesgo son menores.

Por último, las **líneas mixtas** son una combinación de tramos de redes aéreas y redes subterráneas y se pueden encontrar en obstáculos como carreteras o vías de servidumbre [1].

## 2.3 Marco normativo

En España, las obligaciones de las empresas eléctricas en materia de instalaciones de distribución de electricidad en baja tensión están establecidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (en adelante REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT), el cual fue aprobado bajo el Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto de 2002.

El objetivo del REBT es establecer las condiciones técnicas y las garantías que deben tener las instalaciones eléctricas en baja tensión (inferior o igual a 1.000V en corriente alterna, 1.500V en corriente continua) con el fin de

- a) Preservar la seguridad de las personas.
- b) Asegurar el normal funcionamiento de dichas instalaciones y servicios
- c) Contribuir a la fiabilidad técnica y a la eficiencia económica de las instalaciones

El REBT de 2002 separa las cuestiones legales y administrativas de los requisitos técnicos.

En primer lugar, las cuestiones legales y administrativas son recogidas en forma de artículos pertenecientes al Real Decreto.

En segundo lugar, los requisitos técnicos son recogidos mediante Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) que pueden ser actualizadas periódicamente con el avance técnico.

Concretamente, el REBT de 2002 consta de 51 ITC, de las cuales, entre otras, existen unas determinadas para el diseño de redes de distribución en baja tensión, diseño de instalaciones de enlace, interiores o receptoras, diseño de instalaciones para viviendas, locales públicos y locales de características especiales; todas ellas cumpliendo con los criterios de seguridad. Para el caso de diseño de instalaciones de distribución eléctrica en BT las siguientes ITC específicas han de considerarse:

- ITC-BT-06: Redes aéreas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-08: Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- ITC-BT-11: Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas

## 2.4 De la red de distribución a las Smart Grids

El sistema eléctrico actual está inmerso en un proceso de cambio funcional hacia el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes o también conocidas como Smart Grids. Estas redes eléctricas inteligentes se caracterizan por integrar el comportamiento y las acciones de todos los actores que participan en el sistema eléctrico, permitiendo comunicación bidireccional entre los consumidores finales y las compañías eléctricas. El objetivo final es incrementar la seguridad, eficiencia económica y sostenibilidad del sistema eléctrico. [6]

A nivel nacional, en la actualidad, la red de transporte de electricidad presenta un alto nivel de integración de las funcionalidades propias de las redes inteligentes, mientras que la red de distribución se encuentra inmersa en un proceso de desarrollo e implementación. [6]

### 2.4.1 Principales retos hacia el desarrollo de las Smart Grids

En la actualidad, la red de distribución eléctrica en baja tensión se enfrenta a una serie de **retos** en su camino para convertirse en una Smart Grid.

- **Integración de la generación distribuida en baja tensión**
- **Integración del vehículo eléctrico en la red de distribución**
- **Monitorización del estado de la red de distribución**
- **Automatización del funcionamiento de la red de distribución**
- **Automatización del funcionamiento de la red de distribución**
- **Gestión activa de la demanda**
- **Marco normativo estable y proclive al desarrollo de Smart Grids**

**Integración de la generación distribuida en baja tensión:** desarrollo de soluciones para control de tensión, tales como dispositivos basados en electrónica de potencia, que garanticen la integración de la generación distribuida en condiciones de seguridad y calidad del suministro.

**Integración del vehículo eléctrico en la red de distribución:** la integración del vehículo eléctrico en el futuro es una oportunidad para mejorar la gestión de la demanda del sistema eléctrico. No obstante, ocurre que integrar dicha carga supone una serie de retos desde el punto de vista de la distribución, tanto para gestionar su recarga como para mitigar posibles perturbaciones en la calidad de onda que puede introducir dicha tecnología de recarga.

**Monitorización del estado de la red de distribución:** en la red de distribución española actualmente se están desplegando sensores y tecnologías de telegestión con la finalidad de monitorizar los centros de transformación y puntos de suministros eléctrico. Para ello, se utilizan supervisores de baja tensión (SBT) con el fin de monitorizar las variables eléctricas a nivel de CT, y contadores inteligentes telegestionados en combinación con concentradores de datos para monitorización de los parámetros eléctricos y configuración remota a nivel de punto de suministro.

**Automatización del funcionamiento de la red de distribución** en baja tensión: en general, la red de distribución en BT no dispone de mecanismos que permitan automatizar la operación de la misma. La inmensa mayoría de las líneas de BT a la salida del CT suelen incorporar como mecanismo de protección fusibles de protección. Con vistas a una operación automatizada, existe la posibilidad de implementar interruptores automáticos de protección. Incluso se puede valorar técnica y económico si en determinados casos sería conveniente adaptar las actuales redes de distribución en BT radiales en redes malladas mediante la inclusión de interruptores automáticos como elemento intermedio de enlace entre líneas.

**Gestión activa de la demanda:** consiste en el desarrollo de soluciones que permitan controlar el consumo eléctrico para aplanar la curva de la demanda y mejorar la eficiencia energética. De este modo, se conseguiría un sistema eléctrico más eficiente con menores costes de operación. Algunas de las soluciones que se pueden emplear son sistemas de visualización de consumo, tecnologías para el control de consumo, incentivos al consumidor como tarifas eléctricas horarias, concienciación ciudadana, etc.

**Marco normativo estable y proclive al desarrollo de Smart Grids:** El desarrollo y despliegue de estas nuevas tecnologías en la red de distribución está condicionado por el avance de la normativa. Muestra de ello es por un lado Orden ITC/3860/2007, posteriormente modificada por la Orden IET/290/2012, que establece que para el 31 de diciembre de 2018 el 100% de contadores eléctricos con potencia inferior o igual a 15 kW sean contadores inteligentes. En este aspecto, también destaca el Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo por el que se establece el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), metodología que da la opción al consumidor de seleccionar una tarifa regulada en la que el precio de la energía eléctrica es determinado de forma horaria en función del precio de generación. [3]

## 2.4.2 Investigación y desarrollo

Tanto a nivel europeo como nacional, han surgido un gran número de proyectos de investigación que involucran a empresas privadas, instituciones educativas, centros de investigación y organismos públicos, con el fin convertir la red de distribución en Smart Grid.

### PRICE (Proyecto de Redes Inteligentes en el Corredor de Henares)

Es un proyecto conjunto de demostración de redes inteligentes en España siendo uno de los más ambiciosos en Europa [13]. En la Figura 4 se indica el logo del proyecto PRICE.

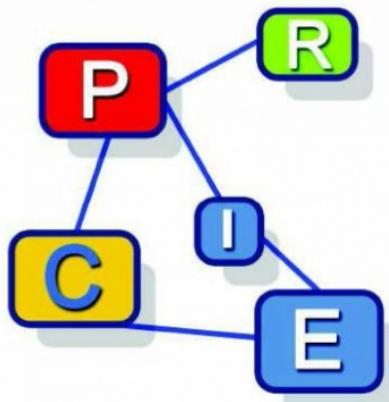


Figura 4. Logo proyecto PRICE. [13]

Este proyecto transforma en inteligentes las redes de distribución de Gas Natural Fenosa e Iberdrola en el Corredor de Henares (Madrid y Guadalajara). Consta de 4 grandes líneas de actuación:

- PRICE-RED: Centrado en el desarrollo de una plataforma para la supervisión y automatización de la red de distribución.
- PRICE-GEN: Instalación de concentradores en los centros de transformación para una gestión energética óptima de la red de distribución.
- PRICE-GDI: Creación de centros de control para la integración óptima de Generación Distribuida (GD) en la red de distribución.
- PRICE-GDE: Desarrollo de un sistema de monitorización para la gestión del consumo eléctrico en su conjunto.

Este proyecto está cofinanciado por el Ministerio de Economía y Competitividad y fondos FEDER a través del programa INNPACTO 2011 con una inversión de 34 millones de euros.

### **OSIRIS (Optimización de la Supervisión Inteligente de la Red de distribución)**

Es un proyecto a nivel nacional de tres años de duración (2013-2016) que tiene por objetivo general el desarrollo de conocimientos, herramientas y equipos que permitan optimizar la supervisión de la infraestructura de telegestión. [14].



**Figura 5. Logo proyecto OSIRIS. [14]**

Las grandes líneas generales de actuación de este proyecto son:

- Desarrollo de herramientas para representación y diagnóstico de la infraestructura de baja tensión.
- Desarrollo de herramientas para simulación y diagnóstico de la red de comunicaciones de baja tensión.
- Análisis y tipificación de incidencias.
- Mejora de la calidad en el suministro y evaluación de pérdidas.
- Desarrollo de aplicaciones avanzadas para la supervisión de red de distribución.

### **IDE4L (Ideal grid for all)**

Es un proyecto de demostración a nivel europeo de tres años de duración (2013-2016) cuyo principal objetivo es el desarrollo de herramientas para la gestión activa y la automatización de la red de distribución. Otros objetivos son la localización de faltas en estas redes y el restablecimiento del suministro, la congestión en la red y las interacciones entre las compañías de distribución y transporte. Está financiado por la Comisión Europea. [15].



**Figura 6. Logo proyecto IDE4L. [15]**

# Capítulo 3

## Metodología de balance de carga en redes Smart Grids

En este capítulo se describe el procedimiento necesario para realizar el balance de carga en cada momento utilizando la información generada por el sistema de telegestión de una red de distribución de BT y así como de las lecturas de consumo de energía asociadas a los clientes sin telegestión.

El objetivo último es la determinación de las pérdidas técnicas de la red de distribución. Se formula el procedimiento y se definen las hipótesis y ecuaciones que rigen el cálculo de pérdidas técnicas.

El procedimiento comprende la ejecución de los siguientes algoritmos:

- Algoritmo de flujo de carga en redes de distribución.
- Algoritmo de cálculo de pérdidas técnicas.
- Algoritmo de estimación del consumo con lecturas no disponibles.

Para tomar simplicidad, pero sin pérdida de generalidad los algoritmos se formulan bajo la hipótesis de que la red es trifásica equilibrada por lo tanto se trabaja sobre el monofásico equivalente de la red. No obstante, su extensión al caso trifásico equilibrado es inmediata mediante la aplicación del principio de superposición. [17]

### 3.1 Algoritmo de flujo de cargas

Las redes de distribución en baja tensión están categorizadas por un ratio  $r/x$  (resistencia/reactancia) muy alto en comparación con el que se puede encontrar en las redes de transporte, además de que las líneas están compuestas, en la mayoría de los casos, de secciones cortas y presentan derivaciones laterales radiales. [12]

Se ha comprobado en la literatura científica que los algoritmos “clásicos” de resolución del problema del flujo de cargas (Newton-Raphson, Fast-Decoupled, etc..) tienen un rendimiento muy bajo (alto número de iteraciones) llegando incluso a la no convergencia. Esto es debido a que las peculiares características de la topología hacen “caer” a este tipo de redes del lado de los llamados “problemas mal condicionados”. [12]

Por otra parte, se observa que la topología típica de estas redes con un único punto de alimentación en cabecera (centro de transformación) y varias ramas de salidas, sin bucles, ofrecen la posibilidad de desarrollar sencillos algoritmos de flujos de carga específicos para las redes de distribución que sean igualmente competitivos respecto a los algoritmos clásicos.

El algoritmo de flujo de carga utilizado fue el inicialmente propuesto por Shirmohammadi, Semlyen y Luo en [10] y se basa en un procedimiento de barrido iterativo. En éste, se aplica de manera explícita la primera y segunda ley de Kirchhoff. La primera ley se aplica al hacer un barrido desde los nodos más extremos hasta el nodo balance (CT). A continuación, se aplica la segunda ley, barriendo el árbol desde el nodo balance (CT) hasta los nodos extremos.

Para ilustrar el algoritmo se considera una red con  $n_0$  nodos, y con topología puramente radial, es decir, no pueden existir bucles en ella. Se ordenan los  $n_0$  nodos de la red en orden ascendente marcado como 1 el nodo correspondiente al CT y como  $n_0$  al nodo más alejado.

Se parte del perfil plano de tensión en todos los nodos, esto es, asignar la tensión nominal de red a todos los nodos, el proceso de solución consta de tres etapas que se repiten hasta que las tensiones natales en dos iteraciones consecutivas sean suficientemente similares.

**1. Cálculo de las Corrientes natales.** Con la potencia demandada en cada nodo  $s_i^{esp}$  y asumiendo en la iteración 0 que la tensión en cada nodo es la nominal  $\bar{v}_i^0 = v_{nominal}$  se calculan las corrientes natales tal y como se indica en la ecuación (1) donde las magnitudes son vectoriales y en por unidad. Comienza la iteración por tanto k=1.

$$\bar{t}_i^k = \left( \frac{\bar{s}_i^{esp}}{\bar{v}_i^0} \right)^* - \bar{y}_i \bar{v}_i^0 \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, n_0 \quad (1)$$

Donde  $\bar{y}_i$  es la admitancia paralelo de todos los elementos conectados al nudo  $i^{\text{th}}$

**2. Barrido ascendente:** Se recorren todas las ramas de la red radial en sentido ascendente, calculando las corrientes  $\bar{I}_{ij}^k$  que circulan por cada una de ellas aplicando equilibrio de corrientes en cada nodo (primera ley de Kirchhoff), mediante la ecuación (2), hasta llegar al nodo fuente (el centro de transformación).

$$\bar{I}_{ij}^k = \bar{I}_j^k + \sum_{m \in \Omega_j, m \neq i}^{n_0} \bar{I}_{jm}^k \quad ; \quad j = n_0, n_0 - 1, \dots, 2 \quad (2)$$

Donde  $i$  y  $j$  son respectivamente el nodo emisor y el nodo receptor,  $\bar{I}_{ij}^k$  es la corriente de la rama que tiene como nodo inicio  $i$  y como nodo final  $j$  estando este último “aguas abajo” respecto del primero y  $\Omega_j$  es el conjunto de nodos conectados a  $j$  y que quedan “aguas abajo” del mismo.

Para implementar la ecuación anterior se precisa del grafo de la red  $G \equiv (N_i, N_j, L)$  donde  $N_i$  es el listado de nodos inicio de tramo,  $N_j$  es el listado de nodos fin de tramo, y  $L$  es el listado de tramos asociados a cada pareja inicio-fin  $N_i, N_j$ .

**3. Barrido descendente:** Se recorre de nuevo la red radial partiendo desde el nodo 1 (centro de transformación) pero en sentido inverso, es decir, en sentido descendente. Mediante el cálculo de la caída de tensión, ecuación (3), en cada nodo se van actualizando las tensiones nodales.

$$\bar{v}_j^k = \bar{v}_i^k - \bar{z}_{ij} \bar{I}_{ij}^k \quad ; \quad \forall i, j \quad i \neq j \quad (3)$$

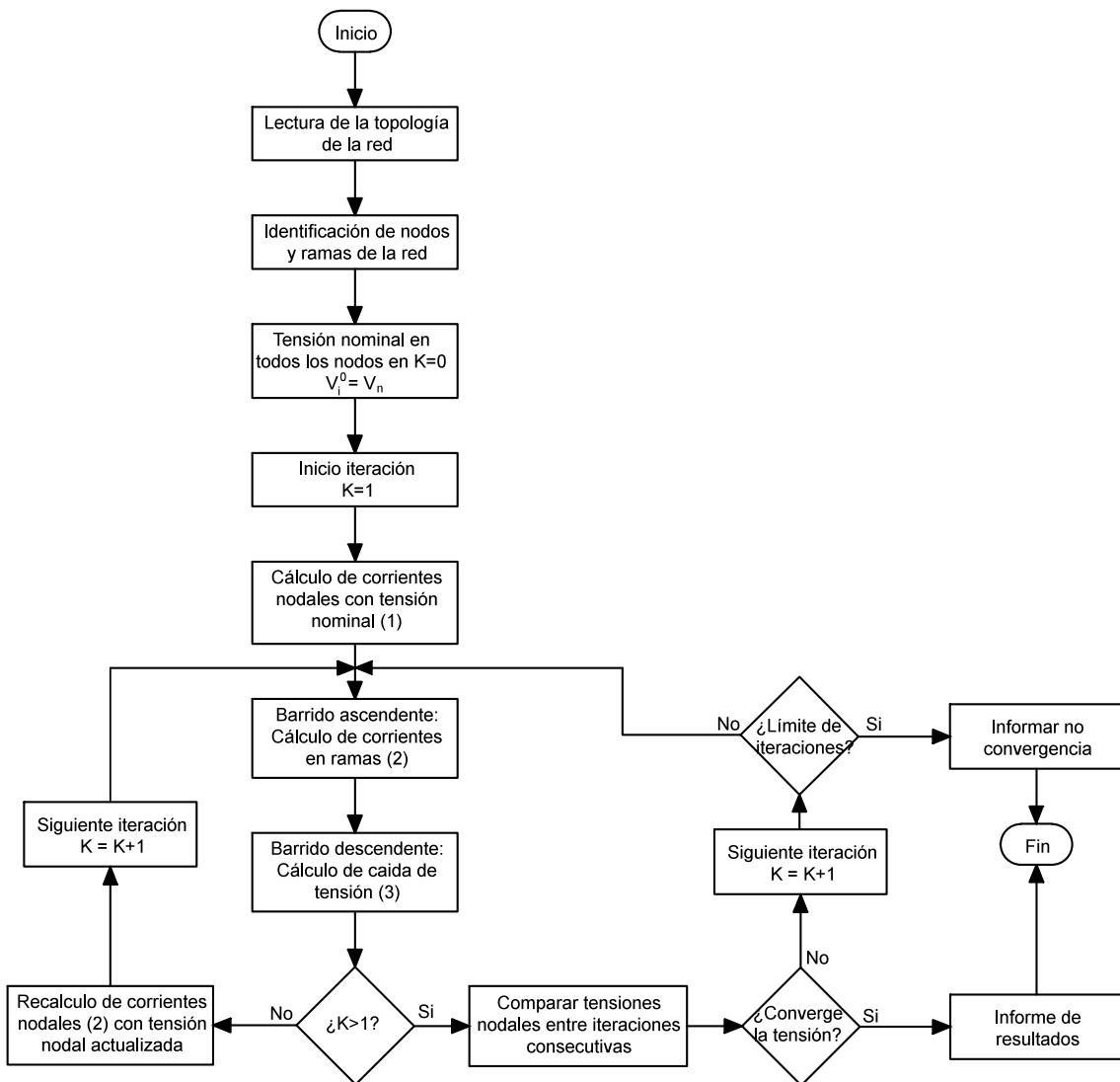
Donde  $\bar{z}_{ij}$  es la impedancia serie de la rama que conecta los nodos  $i$  y  $j$  en por unidad.

Tras ejecutar una vez los 3 pasos se llega a la nueva iteración ( $k=k+1$ ). Con la tensión calculada  $\bar{v}_i^k$  en la iteración  $k$ , se recalculan las corrientes demandadas  $\bar{I}_i^{k+1}$  (paso 1) y los corrientes de rama  $\bar{I}_{ij}^{k+1}$  (paso 2) para así obtener un nuevo valor actualizado de tensión nodal  $\bar{v}_i^{k+1}$  (paso 3). Este último valor de tensión se compara con el de la iteración anterior mediante la ecuación (4) y si es lo suficientemente cercano, el bucle finaliza, pasando a calcular los flujos de potencia en las líneas mediante la ecuación (5).

$$|\bar{v}_i^k - \bar{v}_i^{k-1}| \leq \varepsilon \quad ; \quad \forall i \quad (4)$$

$$\bar{s}_{ij} = \bar{v}_i^{k-1} \bar{I}_{ij}^{k*} \quad ; \quad \forall i, j \quad i \neq j \quad (5)$$

El diagrama de flujo del algoritmo de flujo de cargas se muestra en la Figura 7.

**Figura 7. Diagrama de flujo del algoritmo de flujo de cargas**

## 3.2 Algoritmo de cálculo de pérdidas técnicas

El algoritmo de flujo de cargas detallado en el apartado anterior permite calcular las corrientes que circulan por cada rama de la red de distribución, por tanto, establece la base para abordar el cálculo de pérdidas técnicas. Las pérdidas de energía activa y reactiva que se producen en los conductores por efecto Joule se rigen por las expresiones (6) y (7) respectivamente, para el caso trifásico equilibrado.

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_0} \sum_{j \neq i}^{n_0} 3(I_{i,j})^2 R_{i,j} ; \quad i = 1, \dots n_0 \quad (6)$$

$$Q_L = \sum_{i=1}^{n_0} \sum_{j \neq i}^{n_0} 3(I_{i,j})^2 X_{i,j} ; \quad i = 1, \dots n_0 \quad (7)$$

donde  $n_0$  es el número de nodos de la red;  $I_{i,j}$  es el módulo de la corriente en magnitud real que circula por el tramo/rama que conecta los nodos  $i$  y  $j$ ;  $R_{i,j}$  y  $X_{i,j}$  son la resistencia y reactancia en magnitud real de los conductores de fase del tramo/rama que conecta los nodos  $i$  y  $j$ .

Con objeto de poder tener una noción de magnitud de las pérdidas técnicas en términos relativos, se adimensionaliza dividiendo por la potencia demandada por la red ( $S_D$ ) tal y como se indica en las expresiones (8) y (9).

$$P_{L,pu} = \frac{P_L}{S_D} \quad (8)$$

$$Q_{L,pu} = \frac{Q_L}{S_D} \quad (9)$$

La potencia demanda total por la red  $S_D$  se calcula como la suma de las potencias demandadas por cada cliente (suma vectorial), según se indica en la expresión (10) donde  $n_c$  es el número de clientes suministrados.

$$S_D = \sqrt{\left( \sum_{i=1}^{n_c} P_{d,i} \right)^2 + \left( \sum_{i=1}^{n_c} Q_{d,i} \right)^2} \quad (10)$$

La potencia demanda total por la red  $S_D$  se adimensionaliza en la expresión (11) con la potencia máxima demandable por la red  $S_{D,max}$ , la cual se obtiene mediante la potencia contratada de cada cliente  $P_{ctto,i}$  y asumiendo como factor de potencia medio  $\cos(\varphi)_i \approx 0.9$  para todos los clientes.

$$S_{D,pu} = \frac{S_D}{S_{D,max}} = \frac{S_D}{\sum_{i=1}^{n_c} P_{ctto,i} \sqrt{1 + [\tan(\varphi)_i]^2}} \quad (11)$$

### 3.3 Algoritmo de estimación de demanda no-telegestionada

En primer lugar, se define el concepto de cliente no-telegestionado. En una red de distribución en la que se ha desplegado una infraestructura de telegestión se tendrá información sobre los intercambios de energía en diferentes periodos de tiempo de aquellos clientes telegestionados, entendiéndose por telegestionados, aquellos cuya potencia contratada es igual o inferior a 15 kW [9].

Los clientes se pueden clasificar por tipos de medida, tal y como se especifica en el Real Decreto 1110/2007 *Reglamento de Puntos de medida de consumos y tránsitos de energía eléctrica*. En la Tabla 1 se indican los tipos de clientes en baja tensión según su potencia contratada.

**Tabla 1. Tipos de clientes [9].**

Clasificación de cliente	Potencia contratada	Telegestión (Si/No)
3	$P_{ctto,i} \leq 15 \text{ kW}$	Si
4	$15 \text{ kW} < P_{ctto,i} \leq 50 \text{ kW}$	No
5	$50 \text{ kW} < P_{ctto,i} \leq 450 \text{ kW}$	No

El objetivo del presente algoritmo es el de proporcionar una estimación razonable de la demanda horaria de los clientes que no disponen de telegestión así como de aquellos clientes que teniendo telegestión, por algún tipo de error no se dispone de la demanda en algunas horas o días.

Para estimar la demanda horaria de los clientes sin telegestión se utilizará el perfil horario de demanda agregada registrado por el supervisor de baja tensión (SBT) así como los perfiles de demanda de los clientes telegestionados con datos.

El algoritmo se fundamenta en realizar un balance de energía en el CT, de forma que en cada instante se debe cumplir la igualdad dada por la ecuación (12), donde se hace notar que el horizonte temporal de las variables es horario.

$$P_{SBT}(h) = \sum_{i=1}^{N_T} P_{i,T}(h) + \sum_{j=1}^{N_{NT}} P_{j,NT}(h) + P_L(h) - P_{GD}(h) \quad (12)$$

Donde:

- $P_{SBT}(h)$ : Es la potencia neta entregada a la red de distribución por parte del CT. Se determina como diferencia entre la potencia neta exportada a la red de BT y la

importada a la red de MT en cada hora. El Supervisor de Baja Tensión es el encargado de recoger dicho perfil, el cual consiste en medidas horarias de potencia.

- $P_{i,T}(h)$  : Es la potencia demanda por el cliente telegestionado  $i$ . El contador asociado a cada cliente registra este perfil.
- $P_{j,NT}(h)$  : Es la potencia demanda por el cliente no-telegestionado  $j$ . Es la variable a obtener en el algoritmo.
- $P_L(h)$  : Es el conjunto de pérdidas técnicas y no técnicas que se producen en la red de distribución en cada hora. Las pérdidas técnicas se calculan del modo indicado en el apartado anterior en este capítulo. Sin embargo, para las pérdidas no técnicas no se tienen un modo directo de cálculo, al ser objeto de motivos de distinta naturaleza.
- $P_{GD}(h)$  : Es la potencia vertida a la red de distribución por parte de la generación distribuida existente. No dispone de telegestión, pero su valor puede ser deducido de la información que aportan los clientes telegestionados.

En la ecuación (13) se indica de forma más compacta.

$$P_{SBT}(h) = P_T(h) + P_{NT}(h) + P_L(h) - P_{GD}(h) \quad (13)$$

Para abordar el problema se realiza la hipótesis de que el término de pérdidas de energía  $P_L$  es pequeño en comparación con el resto de términos. Esto se justificará al final de documento donde se verá que las pérdidas técnicas máximas son del orden del 3% de la potencia del transformador. Por otra parte, de las pérdidas no-técnicas no se conoce nada a priori.

Así mismo también se considera que la potencia debido a la generación distribuida,  $P_{GD}$ , es nulo ya que se tiene la certeza de que, por parte de los clientes telegestionados, no hay vertidos a red.

Por tanto, con estas simplificaciones se llega a la expresión (14) donde se tiene que la potencia demandada por los clientes no-telegestionados  $P_{NT}$  es la que pasa por el supervisor  $P_{SBT}$  menos la que demandan los clientes telegestionados  $P_T$ .

$$P_{NT}(h) = P_{SBT}(h) - P_T(h) \quad (14)$$

La expresión presentada en la ecuación (14) dejaría de ser válida en escenarios con alto índice de pérdidas no técnicas y con valores de potencia vertida a la red elevados (registrado en clientes telegestionados).

Adicionalmente, de los clientes no telegestionados se suele disponer del dato de consumo de energía en un periodo de tiempo  $E_{a,b}^i$  (normalmente mensual o bimensual), así como la potencia contratada  $P_{CTTO,i}$ .

Por tanto, el objetivo a perseguir, es encontrar un perfil de demanda para cada cliente proporcional a su potencia contratada, tal que la integral de dicho perfil a lo largo del periodo de consumo  $[a, b]$  sea igual a la lectura de consumo del cliente  $E_{a,b}^i$ .

Para implementar lo anterior es necesario manipular el perfil de demanda agregada  $P_{SBT}$ , para ello se adimensionaliza con el valor máximo que toma en el periodo de consumo  $[a, b]$  para el cual se quiere hacer el cálculo.

De esta forma se obtiene un perfil de demanda agregada manipulado  $\hat{P}_{NT}$  en el que los valores que toma están por debajo de la unidad, tomando precisamente ese valor, en el instante de máxima demanda. Dicha manipulación queda formulada en la ecuación (15).

$$\hat{P}_{NT}(h) = \frac{P_{NT}(h)}{\max \{P_{NT}(h)\}} ; \quad h \in \{a, b\} \quad (15)$$

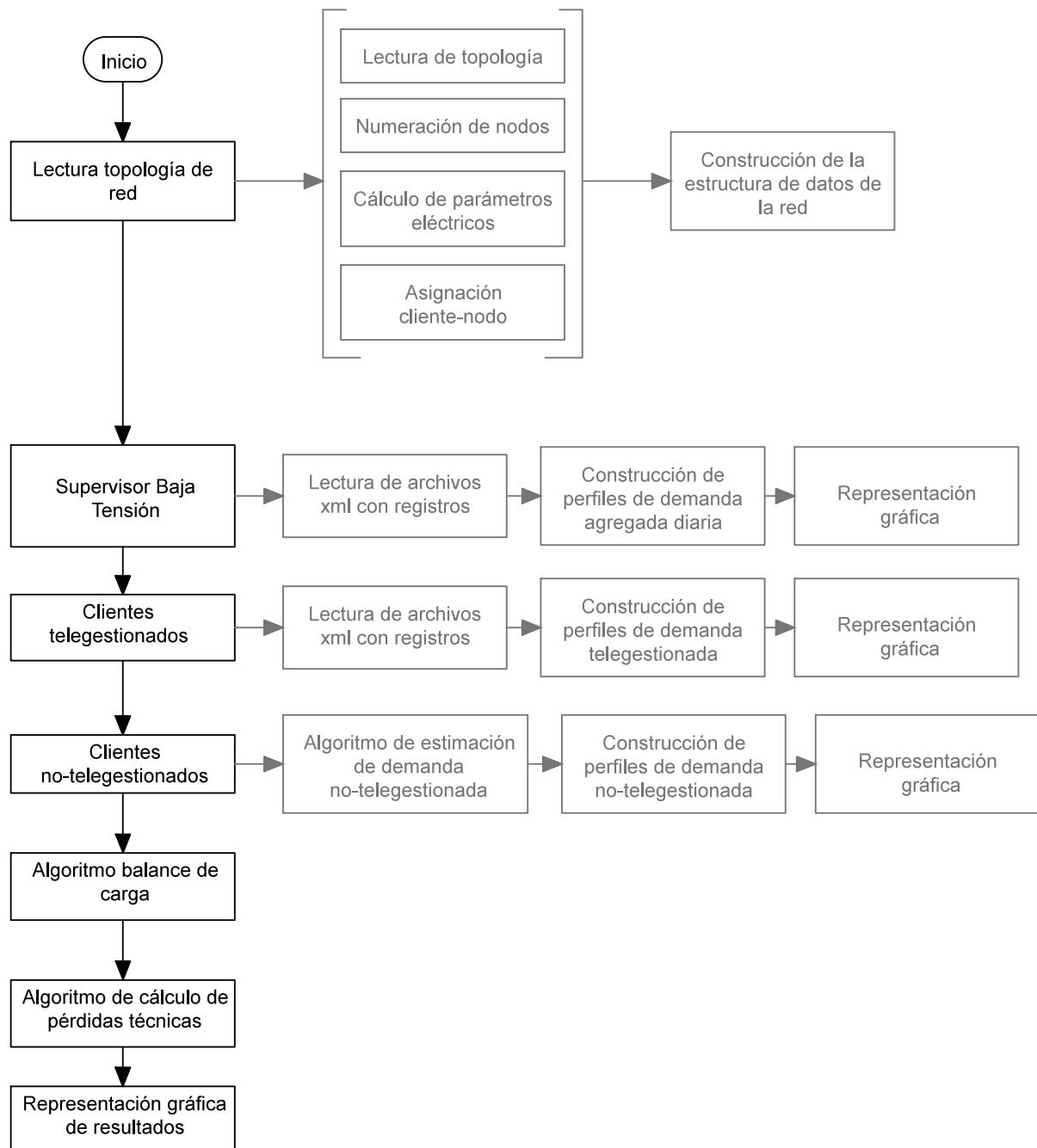
Finalmente, la casación de energía consumida para cada cliente  $i$  se realiza buscando el coeficiente  $C_i$  que permite cumplir la igualdad de la ecuación (16).

$$E_{a,b}^i = \int_a^b \hat{P}_{NT}(h) \cdot C_i \cdot P_{CTTO,i} ; \quad i = 1, \dots, N_{NT} \quad (16)$$

Donde:

- $\hat{P}_{NT}(h)$  : Es el perfil de demanda agregada de clientes no telegestionados, adimensionalizado a su máximo local en el periodo de tiempo correspondiente a la lectura de consumo.
- $C_i$  : Es el coeficiente ponderador de consumo para el cliente no telegestionado  $i$ . Toma valores entre 0 y 1. Su valor exacto se obtiene por iteración.
- $P_{CTTO,i}$  : Es la potencia contratada por el cliente no-telegestionado  $i$ .
- $E_{a,b}^i$  : Es la energía activa consumida por el cliente no-telegestionado  $i$  en el periodo comprendido entre  $a$  y  $b$ .

En la Figura 8 se indica el diagrama de flujo general del procedimiento propuesto para balance de carga en redes de distribución con infraestructura de telegestión parcial.

**Figura 8. Diagrama de flujo del procedimiento de balance de carga**

# Capítulo 4

## Caso de estudio práctico

### 4.1 Red de distribución objeto de estudio

La metodología de balance de carga presentada en el capítulo 3 se ha puesto en práctica con una red de distribución en baja tensión tipo que incluye clientes telegestionados y clientes no-telegestionados. El objetivo último es la determinación de las pérdidas técnicas que se producen cuando se suministra energía eléctrica a los clientes. En la Tabla 2 se incluyen las características de la red objeto de estudio

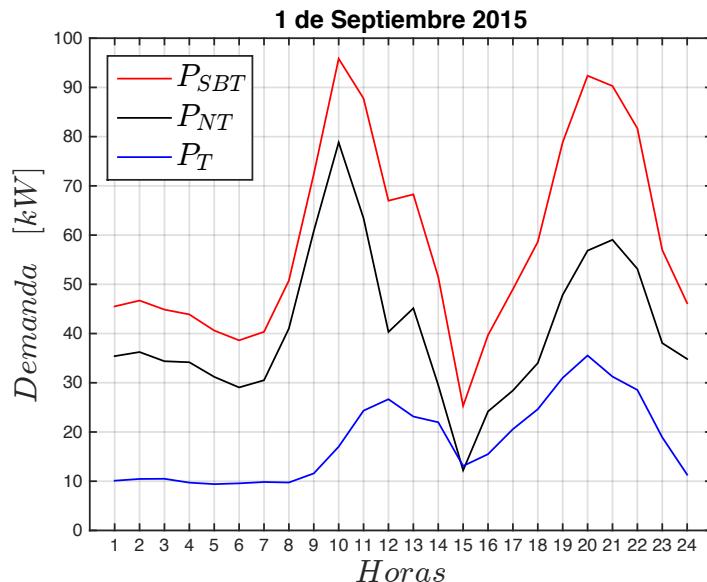
Se ha utilizado la información disponible por el sistema de telegestión de la red correspondiente al mes de septiembre de 2015. Por tanto, los resultados obtenidos serán las pérdidas técnicas.

En una red de distribución en la que se ha desplegado una infraestructura de telegestión se tendrá información sobre los intercambios de energía en diferentes períodos temporales (horas y días) de aquellos clientes telegestionados, entendiéndose por telegestionados, aquellos cuya potencia contratada es igual o inferior a 15 kW tal y como se indicó en la Tabla 1.

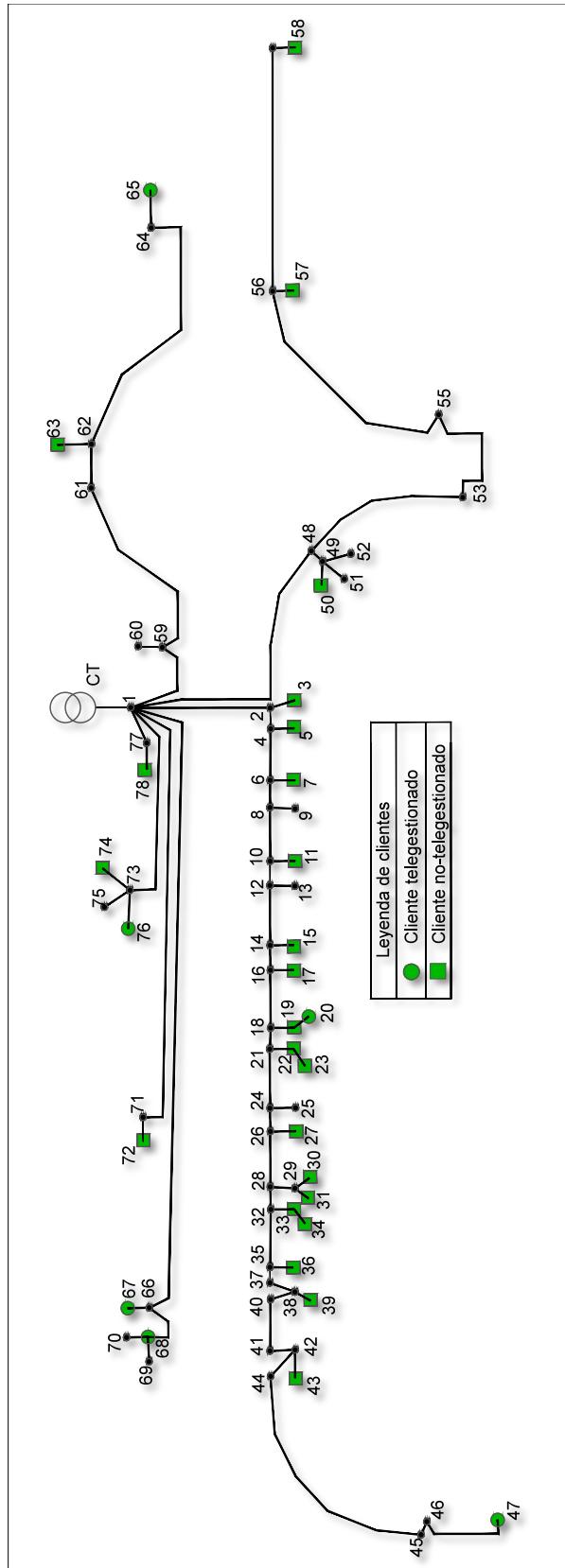
**Tabla 2. Características generales de la red de distribución**

Nº de transformadores	1
Nº de salidas de BT	7
Potencia CT (kVA)	630
Nº clientes telegestionados ( $N_T$ )	20
Nº clientes no-telegestionados ( $N_{NT}$ )	10
Conductor en acometidas / tramos finales	Aluminio/50 mm <sup>2</sup>
Conductor en tramos principales	Aluminio/240 mm <sup>2</sup>

En la Figura 9 se indica a modo de ejemplo los perfiles de demanda agregada para un día, en concreto el 1 de septiembre de 2015. Se indican los perfiles de demanda agregada del Supervisor de Baja Tensión  $P_{SBT}$ , el de los clientes telegestionados  $P_T$ , y el obtenido mediante el algoritmo de estimación de los clientes no-telegestionados  $P_{NT}$ .

**Figura 9. Perfiles de demanda SBT, y clientes con y sin telegestión**

La topología de la red objeto de estudio se indica en la Figura 10 donde se ha numerado cada nodo de la red, mientras que los parámetros eléctricos de la topología de la red se indican en la Tabla 3. La información relativa a los clientes telegestionados y no-telegestionados, así como su asignación en la red se indica en la Tabla 4 y en la Tabla 5 respectivamente.



**Figura 10. Topología de la red de distribución objeto de estudio**

**Tabla 3. Datos de topología de la red de distribución**

Nº Salida $N_s$	Nodo inicio tramo $N_i$	Nodo fin tramo $N_j$	Resistencia tramo $i - j$ $R_{ij} [\Omega]$	Reactancia tramo $i - j$ $X_{ij} [\Omega]$
1	1	2	0,0048	0,0028
1	2	3	0,0033	0,0004
1	2	4	0,0005	0,0003
1	4	5	0,0021	0,0003
1	4	6	0,0015	0,0009
1	6	7	0,0021	0,0003
1	6	8	0,0008	0,0004
1	8	9	0,0021	0,0003
1	8	10	0,0015	0,0009
1	10	11	0,0021	0,0003
1	10	12	0,0007	0,0004
1	12	13	0,0021	0,0003
1	12	14	0,0017	0,0010
1	14	15	0,0021	0,0003
1	14	16	0,0007	0,0004
1	16	17	0,0021	0,0003
1	16	18	0,0016	0,0009
1	18	19	0,0021	0,0003
1	19	20	0,0004	0,0002
1	18	21	0,0006	0,0003
1	21	22	0,0021	0,0003
1	22	23	0,0025	0,0003
1	21	24	0,0017	0,0010
1	24	25	0,0021	0,0003
1	24	26	0,0007	0,0004
1	26	27	0,0021	0,0003
1	26	28	0,0016	0,0009
1	28	29	0,0021	0,0003
1	29	30	0,0028	0,0004
1	29	31	0,0028	0,0004
1	28	32	0,0006	0,0004
1	32	33	0,0021	0,0003
1	33	34	0,0028	0,0004
1	32	35	0,0016	0,0009
1	35	36	0,0021	0,0003
1	35	37	0,0004	0,0003
1	37	38	0,0006	0,0003
1	38	39	0,0041	0,0005
1	38	40	0,0006	0,0004
1	40	41	0,0014	0,0008
1	41	42	0,0004	0,0002
1	42	43	0,0059	0,0008

1	42	44	0,0010	0,0006
1	44	45	0,0076	0,0043
1	45	46	0,00212	0,0003
1	46	47	0,0035	0,0020
2	<b>1</b>	48	0,0086	0,0049
2	48	53	0,0037	0,0021
2	48	49	0,0021	0,0003
2	49	50	0,0052	0,0007
2	49	51	0,0056	0,0007
2	49	52	0,0054	0,0007
2	53	54	0,0021	0,0003
2	53	55	0,0037	0,0021
2	55	56	0,0065	0,0037
2	56	57	0,0021	0,0003
2	56	58	0,0073	0,0042
3	<b>1</b>	59	0,0035	0,0020
3	59	60	0,0028	0,0004
3	59	61	0,0057	0,0032
3	61	62	0,0012	0,0007
3	62	63	0,0022	0,0003
3	62	64	0,0074	0,0042
3	64	65	0,0050	0,0007
4	<b>1</b>	66	0,0187	0,0107
4	66	67	0,0035	0,0005
4	66	68	0,0018	0,0010
4	68	69	0,0007	0,0004
4	68	70	0,0005	0,0003
5	<b>1</b>	71	0,0133	0,0076
5	71	72	0,0010	0,0005
6	<b>1</b>	73	0,0068	0,0039
6	73	74	0,0048	0,0006
6	73	75	0,0052	0,0007
6	73	76	0,0065	0,0009
7	<b>1</b>	77	0,0014	0,0008
7	77	78	0,0034	0,0005

**Tabla 4. Datos relativos a los clientes telegestionados de la red de distribución**

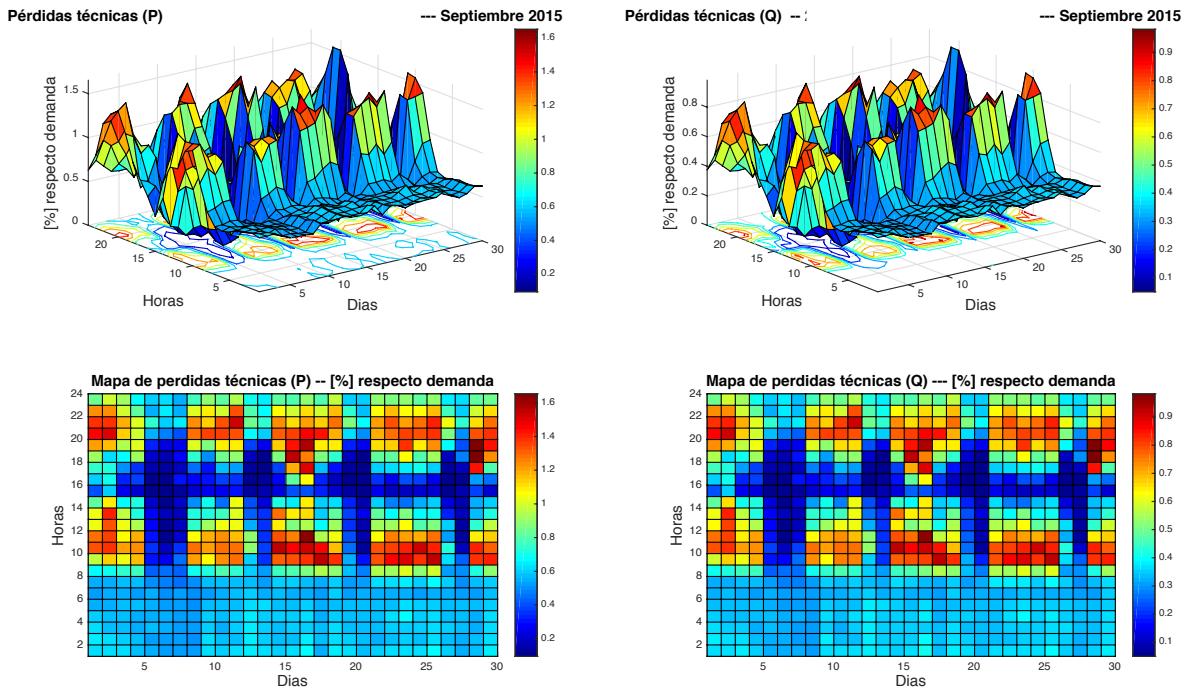
Nº cliente	Nº nodo	Potencia contratada $P_{ctto,i} [kW]$
1	3	3
2	5	13
3	7	6.6
4	15	9.9
5	17	6.9
6	19	5.2
7	22	5.2
8	23	6.9
9	27	5.2
10	30	6.9
11	31	5.2
12	33	9.9
13	34	6.9
14	36	5.2
15	39	5.2
16	43	6.9
17	50	9.9
18	72	6.9
19	74	6.9
20	78	6.9

**Tabla 5. Datos relativos a los clientes no-telegestionados de la red de distribución**

Nº cliente	Nº nodo	Potencia contratada $P_{ctto,i} [kW]$
21	11	40
22	20	60
23	47	55
24	57	40
25	58	20
26	63	22
27	65	20
28	67	65
29	68	65
30	76	52

## 4.2 Resultados

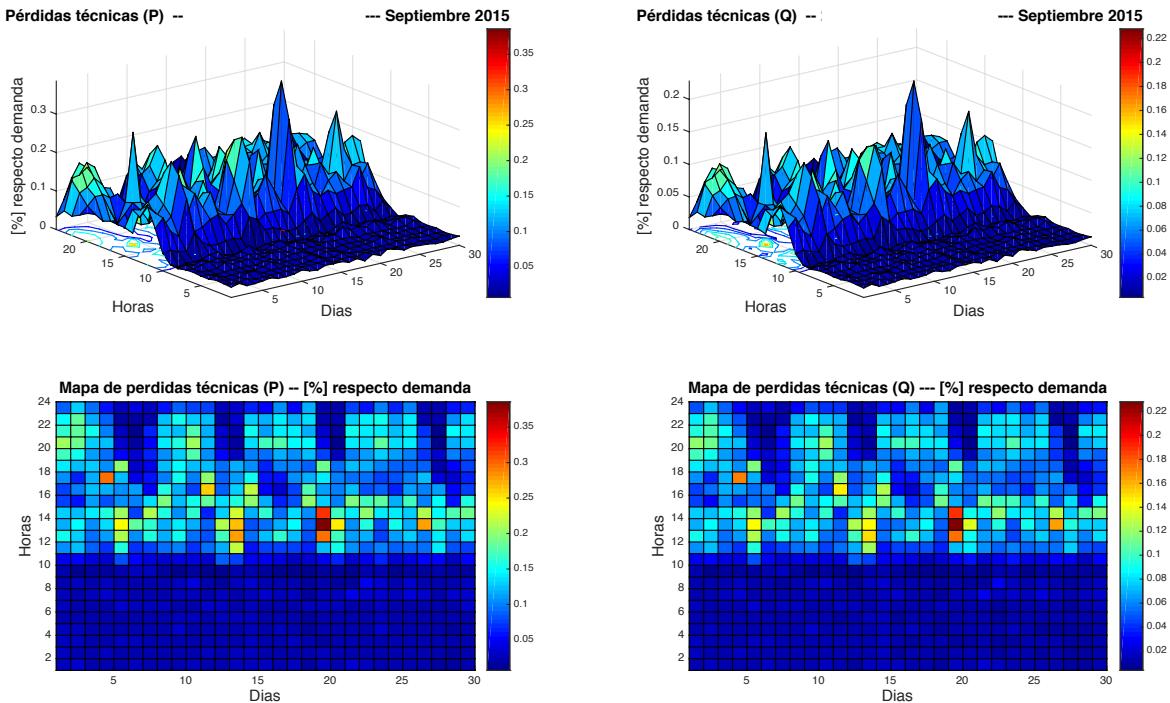
Las pérdidas técnicas de potencia activa y reactiva como porcentaje de la demanda de la red, se indican en la Figura 11 para cada día y hora del mes objeto de análisis. En los gráficos inferiores de la figura se pueden distinguir los períodos semanales como aquellos con mayor nivel de pérdidas (color rojo) mientras que los períodos festivos y no laborales cuentan con menor nivel de perdidas (color azul).



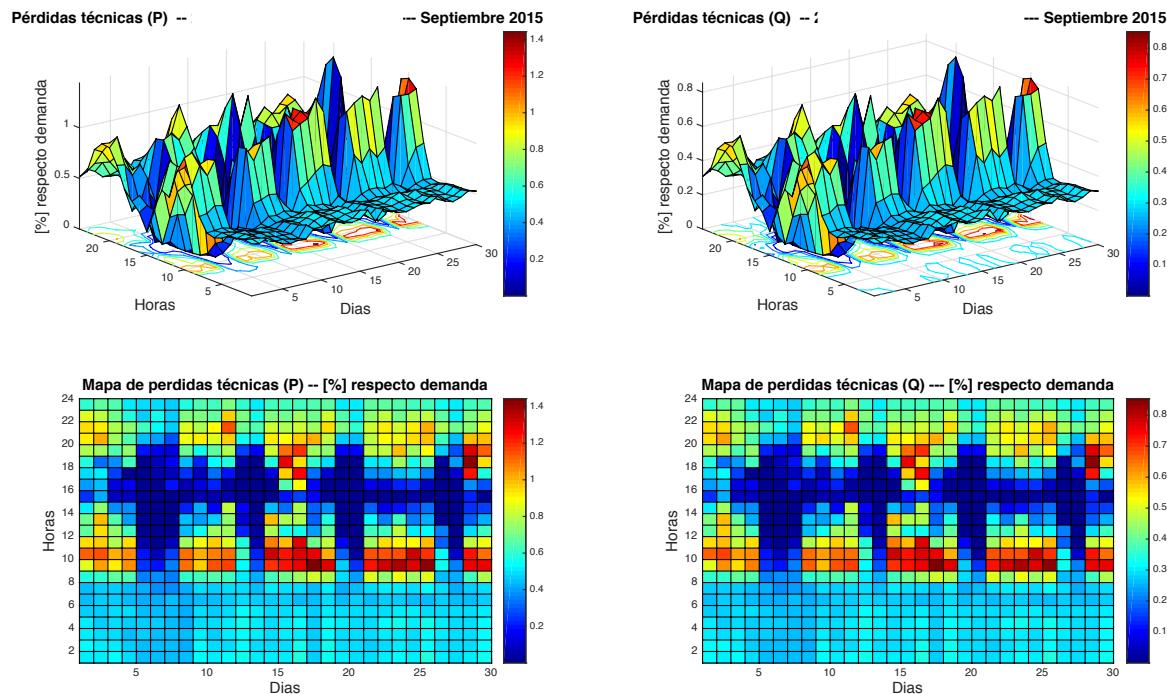
**Figura 11. Pérdidas técnicas de toda la red de distribución**

Como la red de distribución es radial se aplica el principio de superposición para determinar las pérdidas asociadas a los clientes telegestionados por una parte y las asociadas a los clientes no-telegestionados por otra para ello se ejecuta el algoritmo de balance de carga conectando solo los clientes telegestionados en el primer caso y para el segundo caso solo los clientes no-telegestionados.

En la Figura 12 se indican las pérdidas asociadas a los clientes telegestionados mientras que en la Figura 13 se indican las pérdidas asociadas a los clientes no-telegestionados. Como se puede observar la fracción de clientes no telegestionados es responsable de gran parte de las pérdidas técnicas, esto es debido a que la potencia demandada por estos últimos es muy superior a la de los clientes telegestionados, tal y como se pudo ver en la Figura 9.



**Figura 12. Pérdidas técnicas debidas a clientes telegestionados**



**Figura 13. Pérdidas técnicas debidas a clientes no-telegestionados**

# Capítulo 5

## Análisis estadístico para extrapolación de pérdidas

En el capítulo 4 se obtuvieron las pérdidas técnicas para una red de distribución durante un periodo de tiempo concreto, aplicando la metodología de balance de carga presentada en el capítulo 3. Con objeto de confirmar los valores de pérdidas técnicas obtenidas, se lleva a cabo en este capítulo un estudio estadístico sobre la influencia en las pérdidas técnicas que ejercen los parámetros característicos de red.

Primero se lleva a cabo un estudio para cuantificar la influencia de los parámetros de red sobre las pérdidas técnicas, aplicado en la red de estudio. Se continua con análisis estocástico de la influencia de la demanda en las pérdidas también sobre la red de estudio. Finalmente se concluye con un análisis estadístico sobre la topología de red y su influencia en las pérdidas técnicas.

## 5.1 Influencia de los parámetros de la red de estudio

En primer lugar, se tiene que definir cuáles son los parámetros que más pueden influir en las pérdidas técnicas. Una revisión de la definición de pérdidas técnicas dada en las ecuaciones (6) y (7), permite afirmar que dichos parámetros son:

- Tipo de conductor (sección y material de construcción)
- Longitud de las salidas
- Nivel de demanda

Para comprobar la influencia sobre las pérdidas técnicas de estos parámetros se modifican en la red del caso de estudio presentada en el capítulo 4.

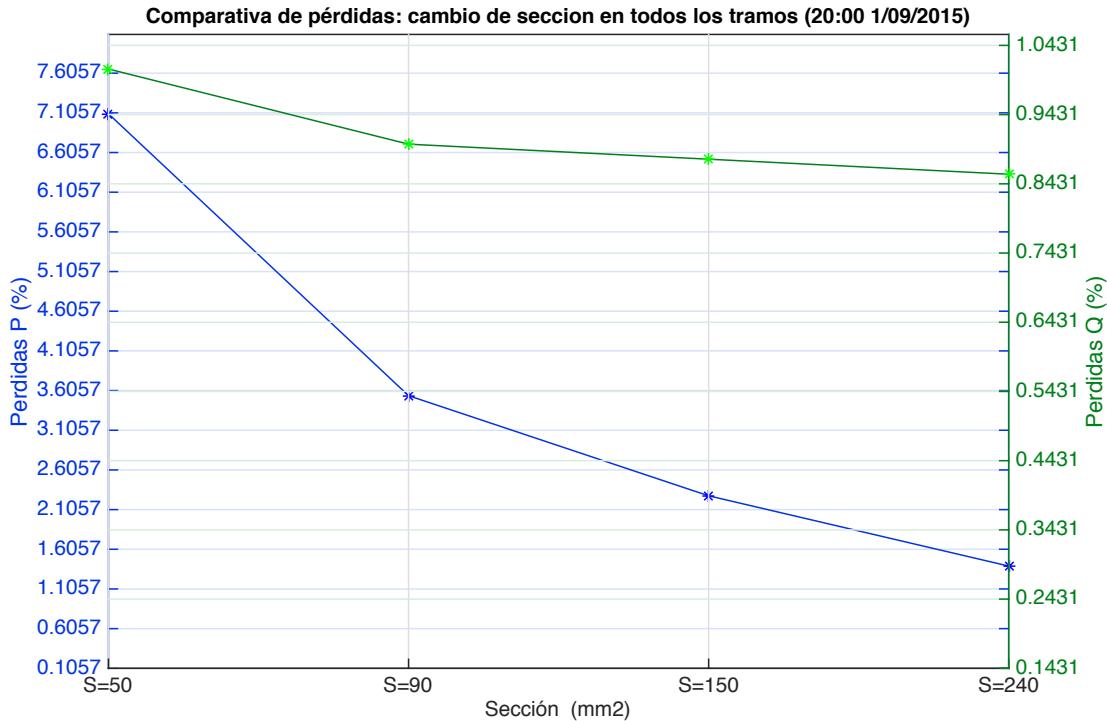
### 5.1.1 Influencia del conductor

Dado que las compañías distribuidoras obligan mediante normas particulares a la utilización de determinados tipos de conductores en sus redes [16], las posibilidades de variar la sección del conductor y el material (cobre o aluminio) son limitadas. No obstante, para comprobar la influencia de esta variable, se plantean 4 casos para la red objeto de estudio, en cada caso se utiliza en todos los tramos de la red un mismo conductor de aluminio (mayor resistividad, caso más desfavorable) con secciones crecientes. Las secciones utilizadas en cada caso serán 50, 90, 150 y 240  $mm^2$ .

En la Figura 14 se indica la evolución de pérdidas técnicas para los cuatro casos planteados. Si todos los tramos de la red tienen la misma sección correspondiente a  $S=50\ mm^2$  se obtienen los valores de pérdidas técnicas más altos aproximadamente de un 7% respecto a la carga de la red en ese momento. Pero si para la misma carga la sección de los cables aumenta hasta  $S=240\ mm^2$  las pérdidas técnicas se reducen hasta un 1,1%.

Hay que considerar que los tramos que influirán de forma más significativa en las pérdidas técnicas son los correspondientes a las ramas principales que suelen ser por diseño las de mayor sección (normalmente  $S=240\ mm^2$ ).

En este análisis no se está teniendo en cuenta la caída de tensión que se produce al disminuir la sección del conductor, pero en posteriores análisis sí que se tendrá en cuenta, ya que, para garantizar un nivel de calidad de suministro, la caída máxima de tensión se encuentra limitada en redes de distribución en baja tensión [1].

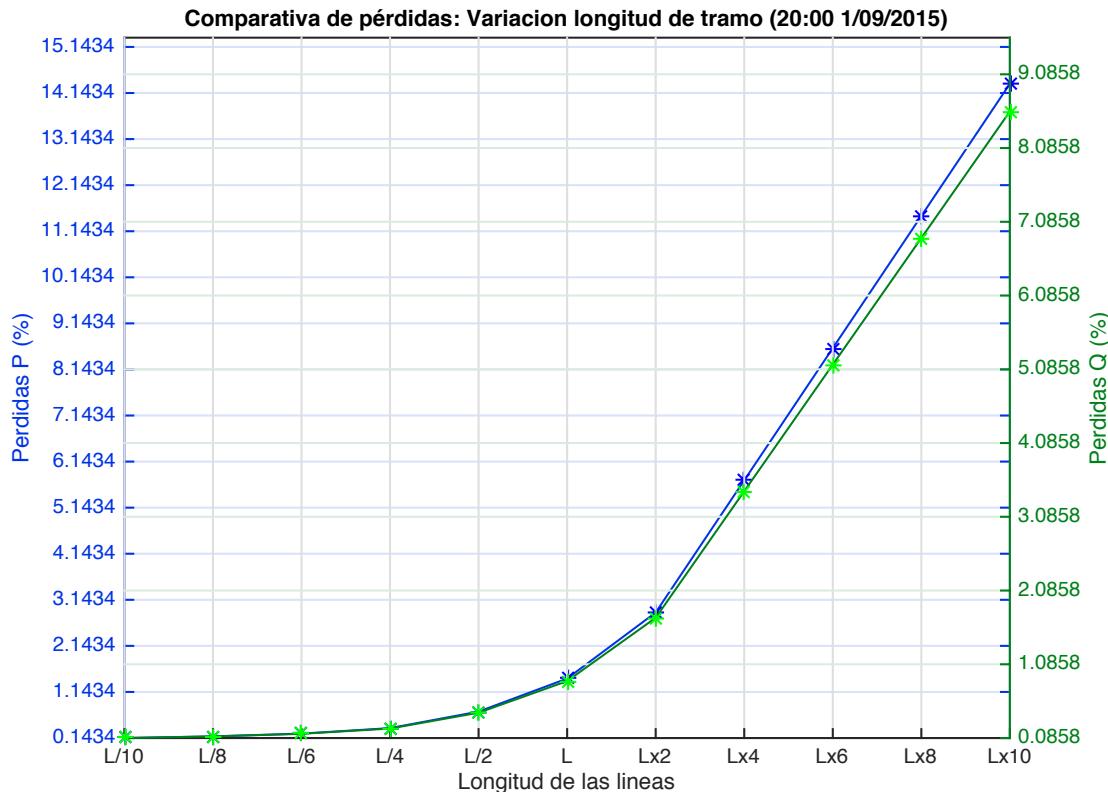


**Figura 14. Influencia de la sección de conductor sobre las pérdidas técnicas**

### 5.1.2 Influencia de longitud de tramo

En lo que se refiere a la longitud de los tramos de la red, se puede observar en la Figura 15 que según la longitud de los tramos se incrementa respecto a la situación original de la topología de la red, las pérdidas técnicas de la red se incrementan linealmente pasando de un 1,16% ( $L$ = longitud base de los tramos de la red) a un 15,15% si la longitud de todos los tramos de la red se incrementa en una década ( $L$ =  $10 \times$  longitud base de los tramos).

De nuevo, en este análisis no se está teniendo en cuenta la caída de tensión que se produce al aumentar la longitud de las líneas, pero en posteriores análisis sí que se tendrá en cuenta.



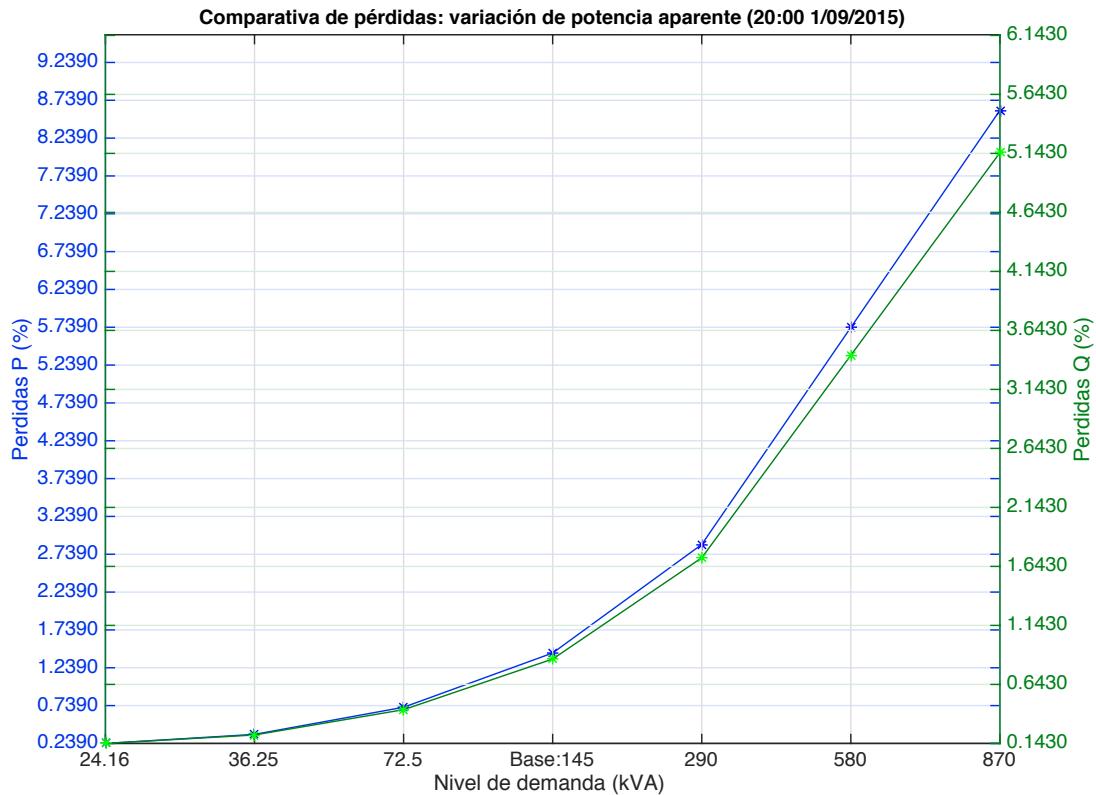
**Figura 15. Influencia de la longitud de tramo sobre las pérdidas técnicas**

### 5.1.3 Influencia del nivel de carga

La Figura 16 muestra el nivel de pérdidas técnicas (activa y reactiva) cuando la carga del transformador varía entre 24 kVA y 870 kVA. En todos los casos se han mantenido constantes los parámetros de la topología base.

Se puede observar que las pérdidas técnicas se incrementan de forma cuadrática según la demanda de los clientes se incrementa.

Se observa que para la carga máxima del transformador de 630 kVA, las pérdidas técnicas de la red alcanzan valores de aproximadamente un 6% respecto a la carga de la red en ese momento. Por el contrario, si la carga de la red es de 145 kVA las pérdidas técnicas se reducen a un 1.16% respecto a la carga en esa situación.



**Figura 16. Influencia del nivel de carga sobre las pérdidas técnicas**

Como conclusiones de este apartado, se desprende que el nivel de demanda de la red, así como la longitud de los tramos de la red son variables influyentes en el nivel de pérdidas técnicas. Por tanto, se procede a estudiar en mayor profundidad la relevancia de estas dos variables en las pérdidas técnicas.

## 5.2 Análisis estocástico de la demanda

Una vez comprobado en la red de estudio, la influencia que tiene sobre las pérdidas técnicas los parámetros de red, se pretende realizar una extrapolación de pérdidas a un marco más amplio. Para ello se modelará la demanda de la red mediante técnicas estocásticas. La caracterización de la demanda como un proceso estocástico pasa por generar un número elevado de posibles escenarios de demanda. Esto se traduce en convertir la demanda de potencia de cada consumo de la red en una variable aleatoria.

### 5.2.1 Hipótesis de modelado

Se realizan dos hipótesis para modelar el comportamiento estocástico de la demanda:

- No existen interdependencias entre los consumos: Al tratarse de consumos individuales cada cliente particular tiene un patrón de consumo propio e independiente del resto.
- Se asume que la variabilidad de la demanda horaria de cada cliente se distribuye según una distribución normal.

Se tienen en cuenta la demanda proporcionada por el sistema de telegestión de la red de estudio para generar los escenarios de carga.

### 5.2.2 Generación de escenarios

Para la generación de escenarios se expresan en magnitudes unitarias los perfiles de demanda horaria de cada cliente, de tal forma que tomarán valor igual a 1 p.u en la hora correspondiente a su pico de demanda (similar a como se hizo en el algoritmo de estimación de demanda no-telegestionada). Para la generación de escenarios se introducen los conceptos de **Nivel** y **Desviación**.

El concepto de **Nivel** se utiliza para modificar la magnitud de todo el perfil de forma uniforme sin modificar su patrón. Es decir, lo que se hace es “subir” y “bajar” el perfil de forma que el perfil más alto tiene un valor de consumo máximo igual a la potencia contratada. El Nivel se genera mediante una distribución uniforme  $\hat{L}_i$  con valores comprendidos entre 0,01 y 1 ya que de esta forma de generan escenarios entre un 1% y un 100% de la potencia contratada  $P_{CTTO}$  como valores pico de consumo. En la expresión (17) se indica la fórmula para el nivel donde  $\hat{L}_i \in \{0.1 \div 1\}$  y  $p_h \in \{0 \div 1\}$ .

$$Nivel_{i,h} = P_{CTTO,i} \cdot \hat{L}_i \cdot p_h \quad (17)$$

El concepto de **Desviación** se utiliza para describir la aleatoriedad en la demanda horaria, es decir introduce una dispersión artificial entre los perfiles que se han generado “subiendo” y “bajando” el perfil original.

Esta dispersión es lo suficientemente grande como para dar lugar a perfiles estocásticos pero lo suficientemente pequeño como para no alterar el patrón del perfil. Se genera un valor de Desviación para cada hora ( $Desviación_{i,h}$ ).

La desviación se genera mediante una distribución normal y toma valores de hasta el 30% del nivel. La ecuación indicada en (18) define el concepto de desviación donde  $\sigma \in \{1\% \div 30\%\}$ .

$$Desviación_{i,h} = \sigma \cdot Nivel_{i,h} \quad (18)$$

Finalmente, la potencia horaria demanda en el escenario  $i$  será la indicada en la expresión (19).

$$P_{d,h,i} = Nivel_i + Desviación_{i,h} \quad (19)$$

En la Figura 17 se ilustra el proceso de generación de escenarios que se acaba de explicar.

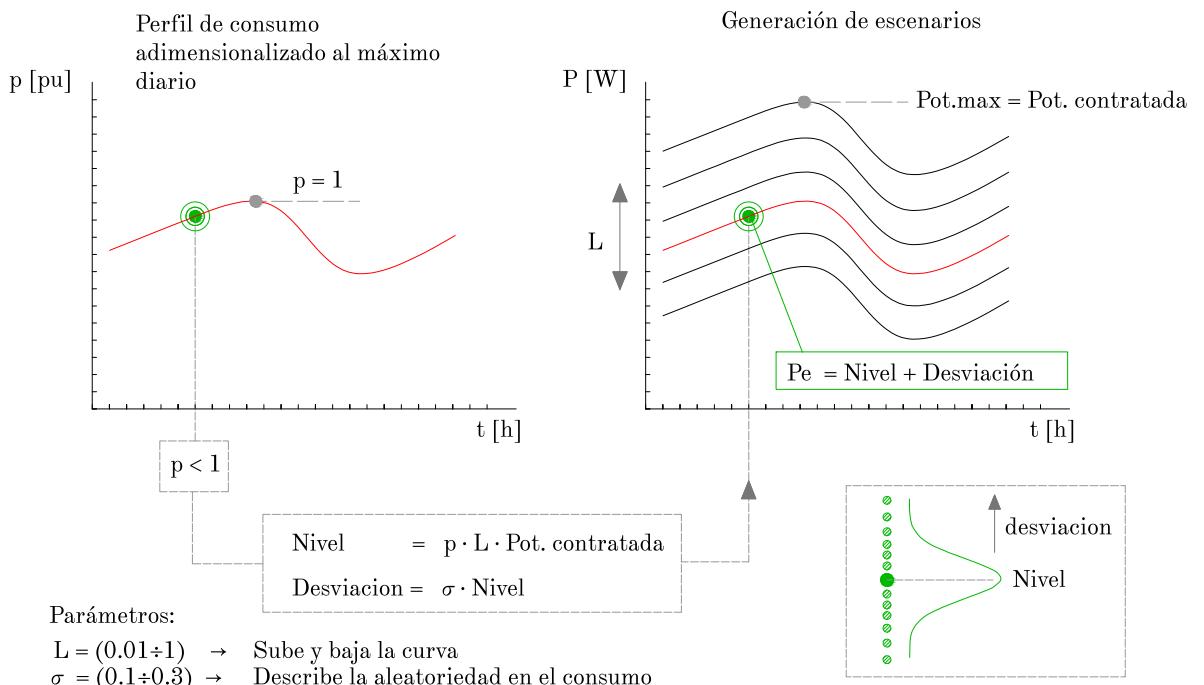


Figura 17. Ilustración del proceso de generación de escenarios de demanda

## 5.2.2 Resultados: Familias de escenarios

Se plantean tres familias de escenarios de demanda. En cada uno de ellos se produce una demanda con dispersión creciente. Para ello se aumenta progresivamente la aleatoriedad en la demanda de la red objeto de estudio mediante la modificación del factor de desviación de demanda  $\sigma$  hasta un máximo del 30% sobre la base de demanda original.

- Familia 1:  $\hat{L}_t = (0.01 \div 1)$  y  $\sigma = 0.1$
- Familia 2:  $\hat{L}_t = (0.01 \div 1)$  y  $\sigma = 0.2$
- Familia 3:  $\hat{L}_t = (0.01 \div 1)$  y  $\sigma = 0.3$

En la Figura 18 se representan las pérdidas técnicas normalizadas frente al nivel de carga normalizado para niveles de demanda del 1% hasta el 100% de la potencia de contrato como consumo, y con una desviación de consumo horario del 10%.

Se observa que hay menor número de puntos en el intervalo 90-100% de demanda debido a que se ha limitado el máximo de la potencia consumida por cada cliente para que la demanda total de la red no supere el 100% de la potencia del transformador.

A continuación, se modifica la desviación ( $\sigma$ ) de la demanda horaria pasando del 10% al 20% y al 30% con valores de consumo horario pico desde un 1% hasta el 100% de la potencia contratada. El aumento de la desviación produce un engrosamiento de la nube de puntos tal y como puede verse en la Figura 19 y en la Figura 20.

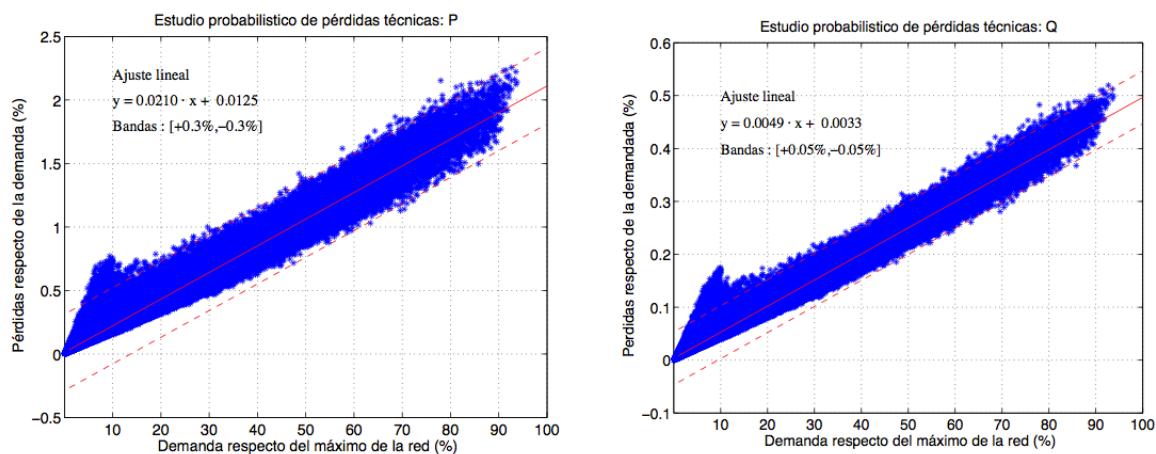


Figura 18. Pérdidas técnicas en familia de escenarios 1

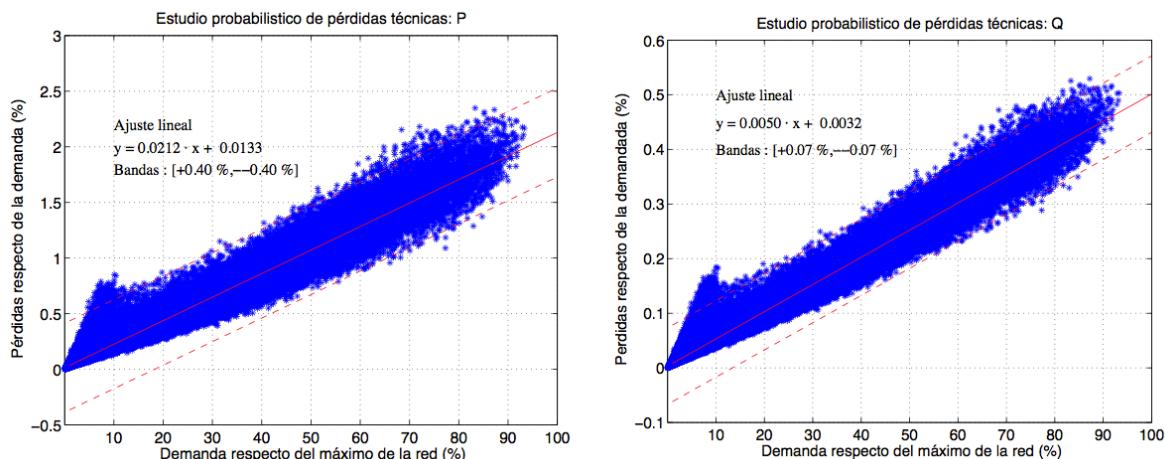
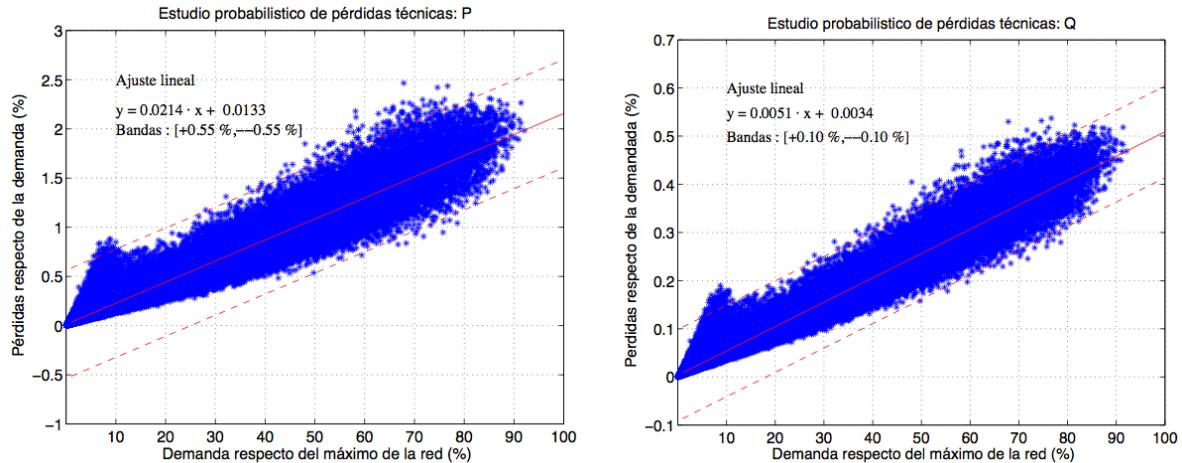
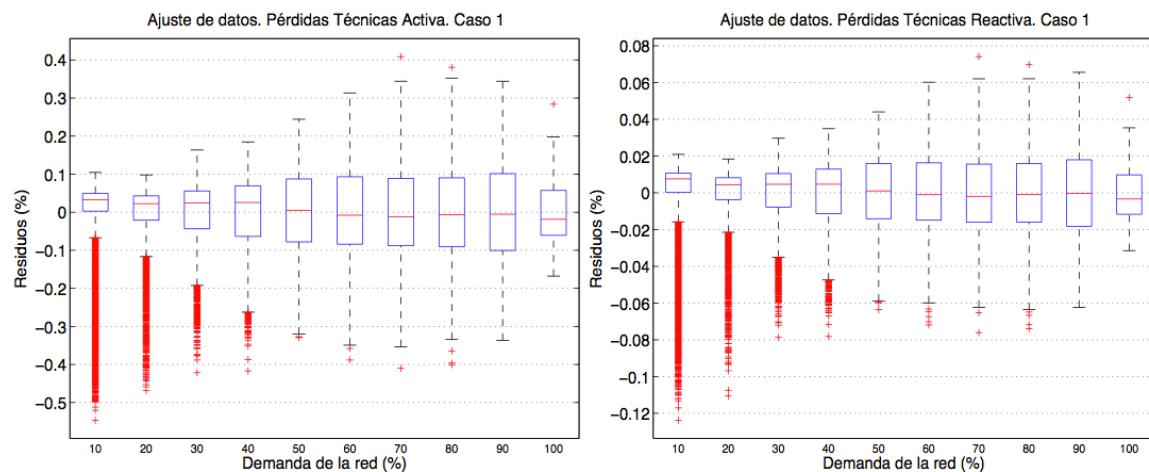


Figura 19. Pérdidas técnicas en familia de escenarios 2

**Figura 20. Pérdidas técnicas en familia de escenarios 3**

Con objeto de comprobar la dispersión de pérdidas en cada tramo de demanda se representa el gráfico de cajas en la Figura 21 para la familia de escenarios 1. Se puede observar que el valor medio de pérdidas (activa y reactiva) es creciente con la demanda (línea roja de la caja) y los valores atípicos (“outliers”) también aumentan con la demanda si bien es significativamente mayor en los intervalos de demanda más bajos.

**Figura 21. Gráfico de cajas para pérdidas técnicas en familia de escenarios 1**

## 5.3 Análisis estadístico de la topología de red

En este apartado se pretende determinar el grado de influencia que tiene la configuración de la red en el nivel de pérdidas técnicas. Este análisis se lleva a cabo desde un punto de vista estadístico, por ello el objetivo es determinar la función de distribución de probabilidad de las pérdidas técnicas en función de los parámetros de red.

Como son varios los parámetros que definen una red, lo que se obtendrá es una familia de funciones de distribución de probabilidad. Con esta familia de funciones de distribución será posible estimar un valor de pérdidas sujeto a unos parámetros de red.

Tras determinar la influencia de cada parámetro de red, se realizan varias simulaciones de Montecarlo. Esta simulación consistente en crear redes de forma sistemática, considerando un número finito de valores para los parámetros de red, para después calcular las pérdidas técnicas. Esto permite obtener la función de distribución de probabilidad que caracteriza a cualquier red de baja tensión cuyos parámetros estén comprendidos dentro del intervalo simulado.

### 5.3.1 Definición de parámetros característicos de red

A continuación, se describen las partes relevantes de la red de BT relevantes para el análisis:

#### Definiciones

*Salida*: Cada una de las líneas independiente que parten de un CT. La salida está formada por la línea principal, las derivaciones que salen de ella y las acometidas que se conectan bien a la línea principal o a las derivaciones.

*Línea principal*: Parte de la salida que tiene su origen en el CT y a la que se conectan las derivaciones y las acometidas. Soporta la mayor cantidad de flujo de potencia. Está constituida por tramos principales que son segmentos de línea que unen dos nodos consecutivos. Un nodo es un punto donde se conecta acometidas y/o derivaciones a la línea principal.

*Acometidas/tramos finales*: Cada elemento de red que conecta a una CGP o varias con la línea principal (tramo principal) o con una derivación (tramo secundario).

*Derivaciones*: Parte de la salida que tiene su origen en la línea principal y tiene conectadas acometidas y/o otras derivaciones. Las derivaciones están constituidas por tramos secundarios, los cuales son segmentos de línea que unen dos nodos consecutivos. Los nodos en la derivación son puntos donde se conectan acometidas y/o otras derivaciones.

*Longitud media de tramo principal*: Media aritmética de la longitud de los tramos principales que constituyen una línea principal

Longitud media de tramo final: Media aritmética de la longitud de los tramos finales/acometidas en toda una salida.

En base a las anteriores definiciones se proponen 6 parámetros como variables para caracterizar una red de baja tensión.

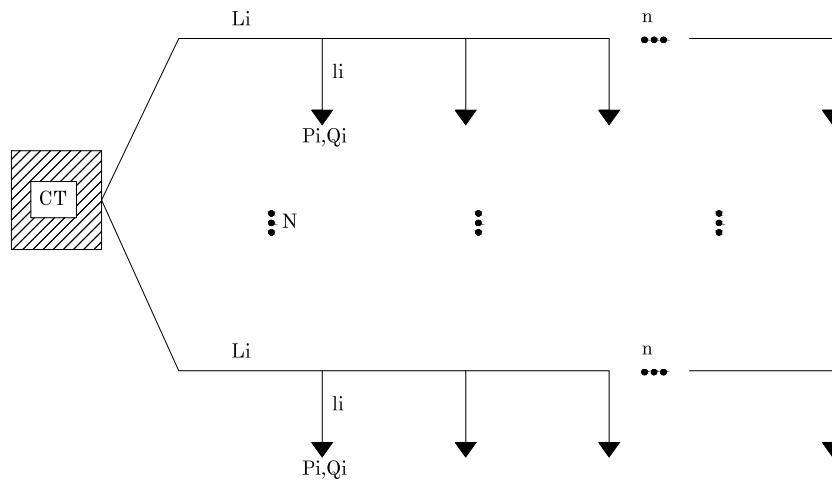
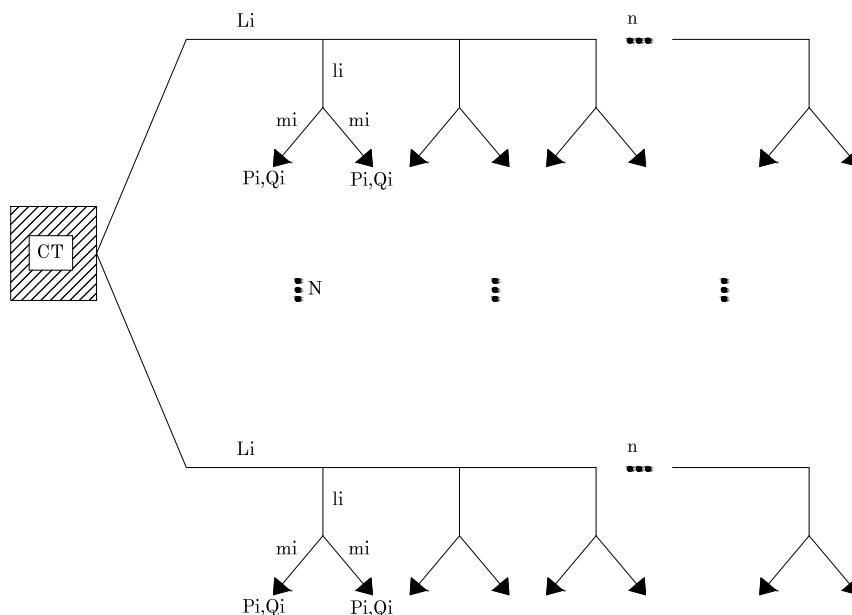
## Parámetros

- **Número de salidas ( $N$ )**: Cada una de las líneas que parten de un mismo CT
- **Número de acometidas/CGPs/derivaciones ( $n$ )**: Indica el número de acometidas (las cuales pueden tener 1 o varios clientes) conectadas a la salida de BT, cuando el parámetro que cuantifica la presencia de derivaciones ( $r$ ) toma valor igual a 1. Si este último parámetro toma un valor superior, por ejemplo 2, entonces  $n$  indica el número de derivaciones, al final de la cual (en este caso) se conectan 2 derivaciones.
- **Nivel de ramificación ( $r$ )**: Tiene en cuenta la presencia de derivaciones en la red. De forma que cuando toma valor igual a 1,  $n$  indica numero de acometidas directamente, pero cuando toma valor igual a 2 o superior,  $n$  indica número de derivaciones a las cuales se conectan 2 o más acometidas al final de dicha derivación (cuya longitud es  $m_i$ ).
- **Longitud media tramo principal ( $L_i$ )**: Longitud que se asigna a cada tramo de la línea principal. El número de tramos principales es igual al número de acometidas/derivaciones. La longitud total de la línea será el número de tramos por la longitud media de tramo principal.
- **Longitud media de tramo final ( $l_i$ )**: Se considera una longitud de acometida para reflejar aquellos casos en los que la CGP se encuentra a una distancia considerable respecto de la línea principal. Todas las acometidas son asignadas con la misma longitud de acometida y es la distancia entre la CGP y la red.
- **Longitud media de derivación ( $m_i$ )**: Longitud que se asigna a cada tramo de las derivaciones. El número de tramos de derivación es igual a 1 y las acometidas se sitúan al final de dicho tramo.

Por tanto, el número de puntos de consumo en cada red que se estudia es el indicado en la expresión (20).

$$Nº\ consumos = N \cdot n \cdot r \quad (20)$$

En la Figura 22 y en la Figura 23 se indican dos ilustraciones de red con los parámetros indicados de forma esquemática para los casos  $r=1$  y  $r=2$ , respectivamente.

**Figura 22. Ilustración de topología de red con una derivación****Figura 23. Ilustración de topología de red con dos derivaciones**

Por simplicidad se define un único tipo de conductor para tramos principales, el cual será de aluminio con sección de  $240 \text{ mm}^2$  y un tipo de conductor para las acometidas y derivaciones, que será de  $50 \text{ mm}^2$ . Los valores de resistencia y reactancia considerados para estos conductores se indican en la Tabla 6.

**Tabla 6. Valor de resistencia y reactancia para conductores empleados [16]**

Sección ( $\text{mm}^2$ )	$R_{90^\circ\text{C}} (\Omega/\text{km})$	$X (\Omega/\text{km})$	Uso
240	0.160	0.093	Línea general
50	0.821	0.093	Acometidas y derivaciones

### 5.3.2 Análisis de sensibilidad

Los valores de los parámetros de red considerados como referencia se han escogido teniendo en cuenta los valores medios, máximos y mínimos presentes en la red objeto de estudio.

A continuación, se indican los valores tenidos en cuenta para el análisis donde las longitudes se expresan en metros y los valores de referencia se indican en negrita.

Para el número de salidas ( $N$ ), se considera que este parámetro puede tomar valores entre 1 y 12.

$$N = [1, 2, \mathbf{4}, 8, 10, 12]$$

Para el número de acometidas ( $n$ ) por salida, se considera que este puede tomar valores entre 10 y 80 acometidas

$$n = [10, 15, \mathbf{20}, 40, 60, 80]$$

Para la longitud media de tramo principal ( $L_i$ ) se considera que este parámetro puede tomar valores comprendidos entre 5 metros y 100 metros.

$$L_i = [5, 8 \mathbf{10}, 25, 50, 100]$$

Para la longitud de acometida ( $l_i$ ) se considera que este parámetro puede tomar valores comprendidos entre 3 metros y 50 metros.

$$l_i = [3, 4 \mathbf{6}, 10, 25, 50]$$

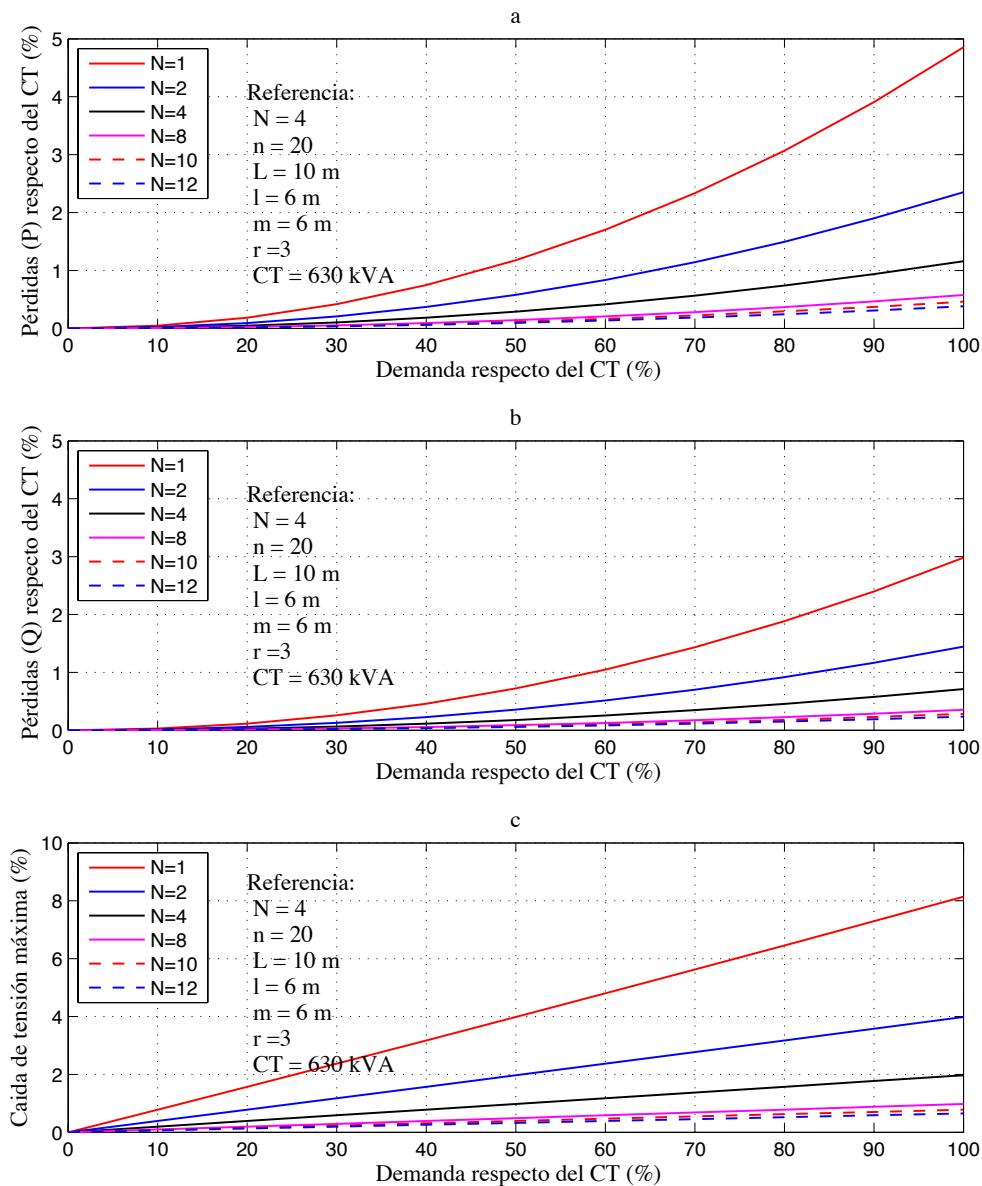
Para la longitud media de derivación ( $m_i$ ) se considera que este parámetro puede tomar valores comprendidos entre 3 metros y 50 metros.

$$m_i = [3, 4 \mathbf{6}, 10, 25, 50]$$

Para el nivel de ramificación ( $r$ ) se considera que este parámetro puede tomar valores comprendidos entre 1 metros y 5 metros.

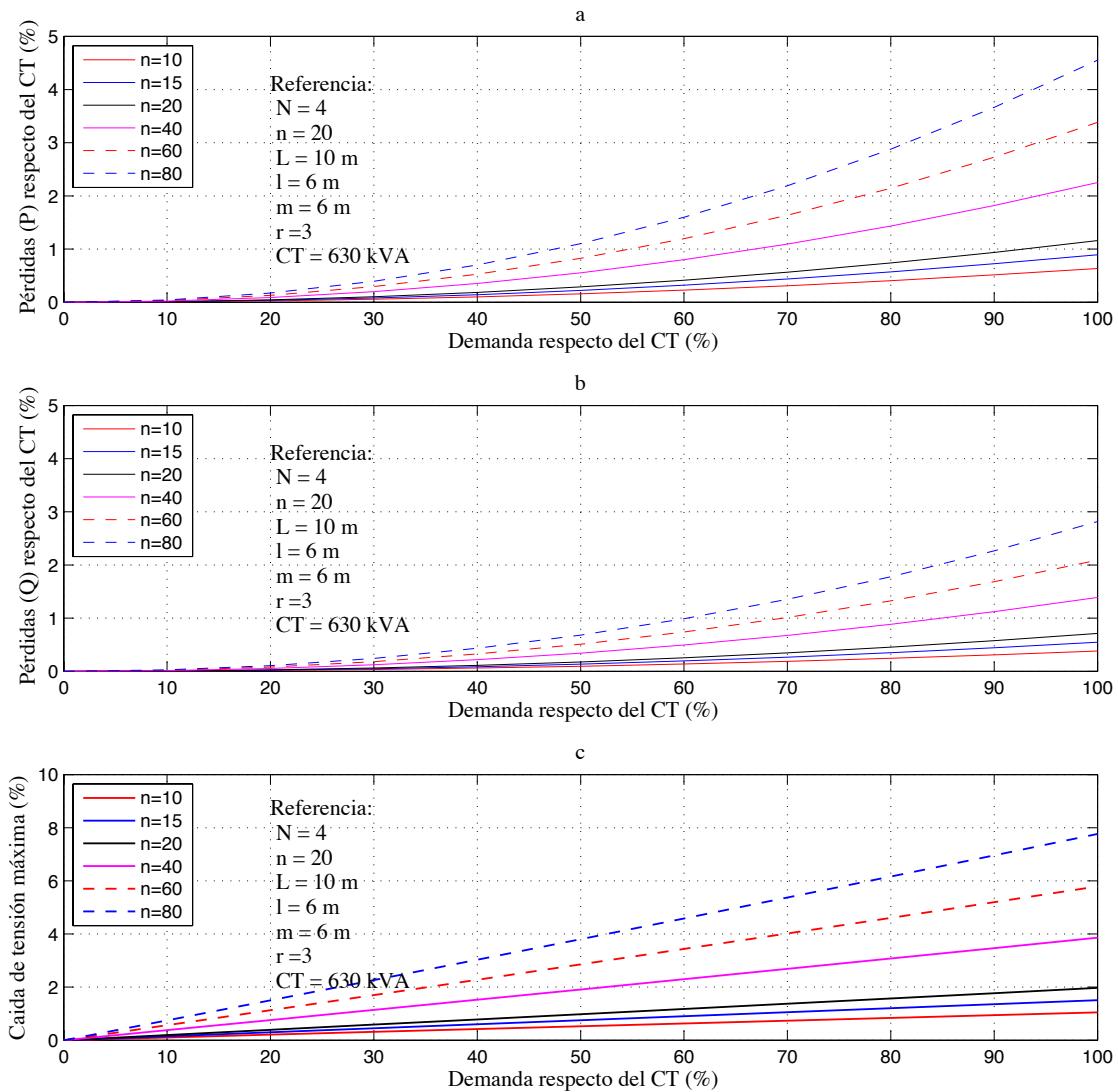
$$r = [1, 2, \mathbf{3}, 4, 5]$$

En la Figura 24 se indica en los gráficos a y b la evolución de pérdidas técnicas de activa y reactiva respectivamente al aumentar la demanda, (expresado todo en función de la potencia del CT) para cada uno de los valores de **número de salidas (N)** considerado. En el gráfico c se indica la caída de tensión asociada a cada caso. Se observa que un menor número de salidas resulta en un mayor nivel de pérdidas ya que la carga queda concentrada en una única línea. También se observa que a partir de 8 salidas la variación de pérdidas es mínima para un mismo nivel de demanda. No obstante, para el caso extremo (N=1) se observa que para un nivel de demanda superior al 65% aproximadamente la caída de tensión supera el 5%.



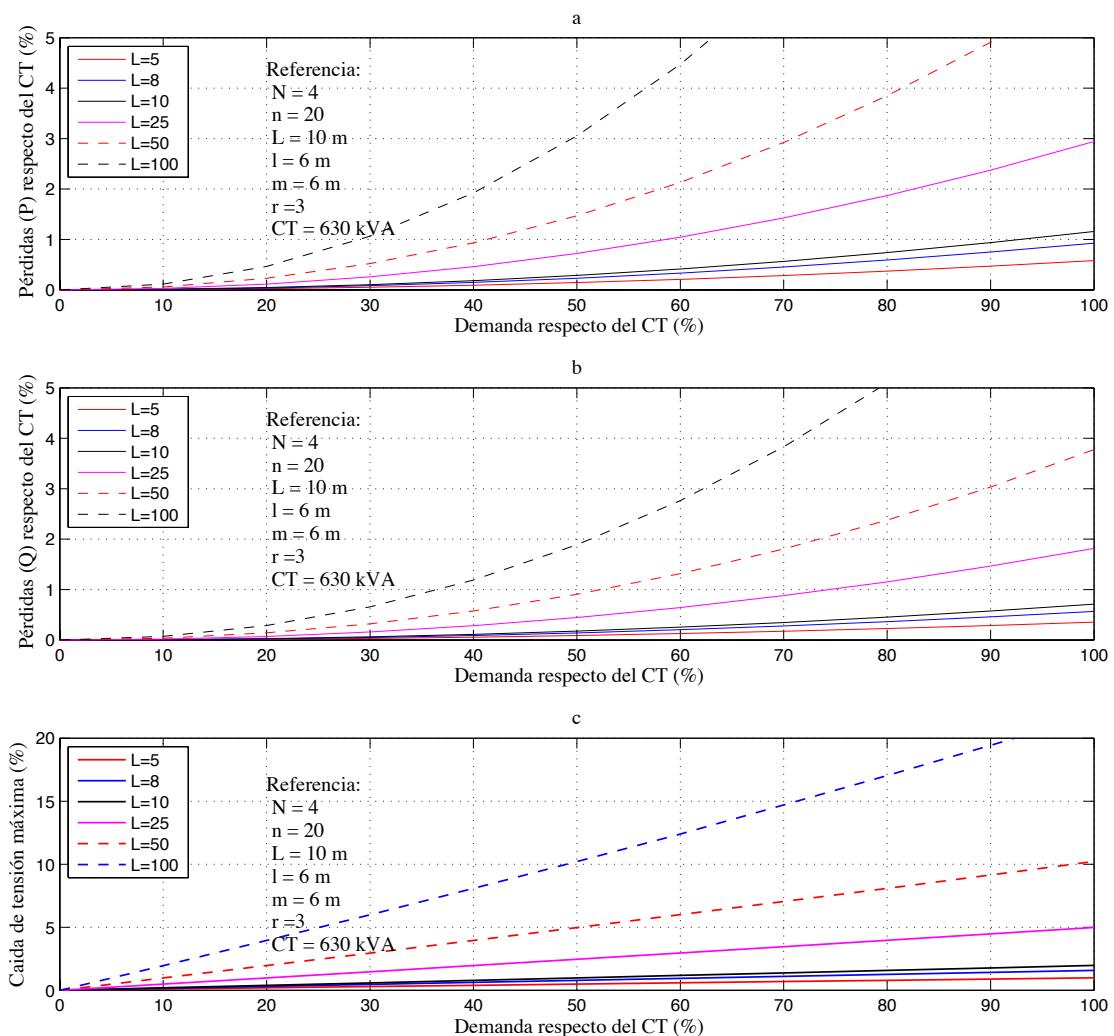
**Figura 24. Análisis de sensibilidad. Variación del número de salidas**

En la Figura 25 se indica en los gráficos a y b la evolución de pérdidas técnicas para cada valor de **número de acometidas (n)** y para cada valor de carga del CT, mientras que en el gráfico c de la misma figura se indica la caída de tensión asociada. Se observa que un mayor número de acometidas produce mayores niveles de pérdidas, pero, por ejemplo, en el caso particular de n=60 la caída de tensión se encuentra fuera de los límites permitidos para niveles de carga de la red superior al 70% de la carga del CT.



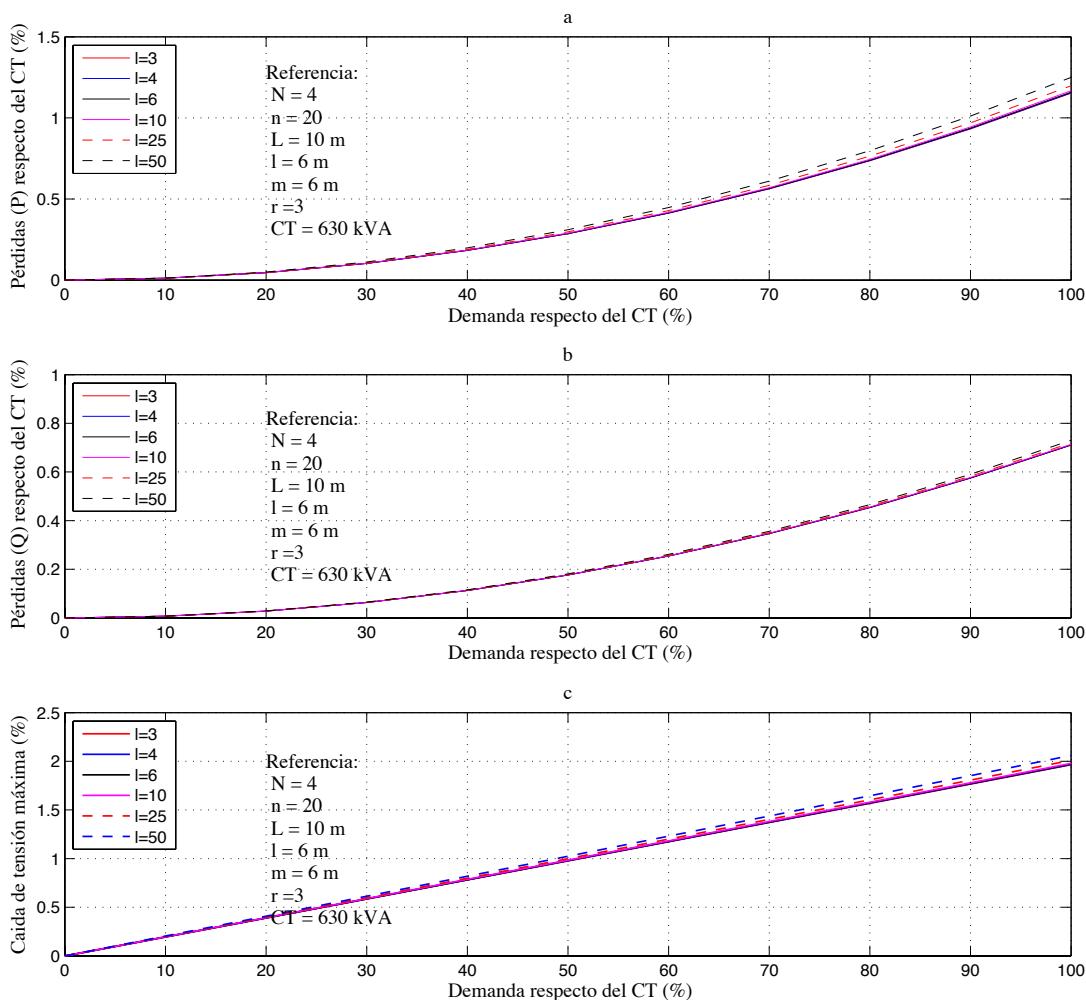
**Figura 25. Análisis de sensibilidad. Variación del número de acometidas.**

En la Figura 26 se indica en los gráficos a y b la evolución de pérdidas técnicas para cada valor considerado de **longitud media de tramo ( $L$ )** y para cada valor de carga del CT, mientras que en el gráfico c se indica la caída de tensión asociada. Se observa que para valores comprendidas entre 5 y 10 metros la variación es pequeña, pero a partir de 25 metros la variación es muy grande. Los casos extremos de **50 y 100 m** se indican solo de forma ilustrativa ya que como se puede ver en el gráfico c las caídas de tensión asociadas son excesivamente altas por tanto son **irrealizables físicamente** dada la restricción del 5% de caída de tensión máxima.



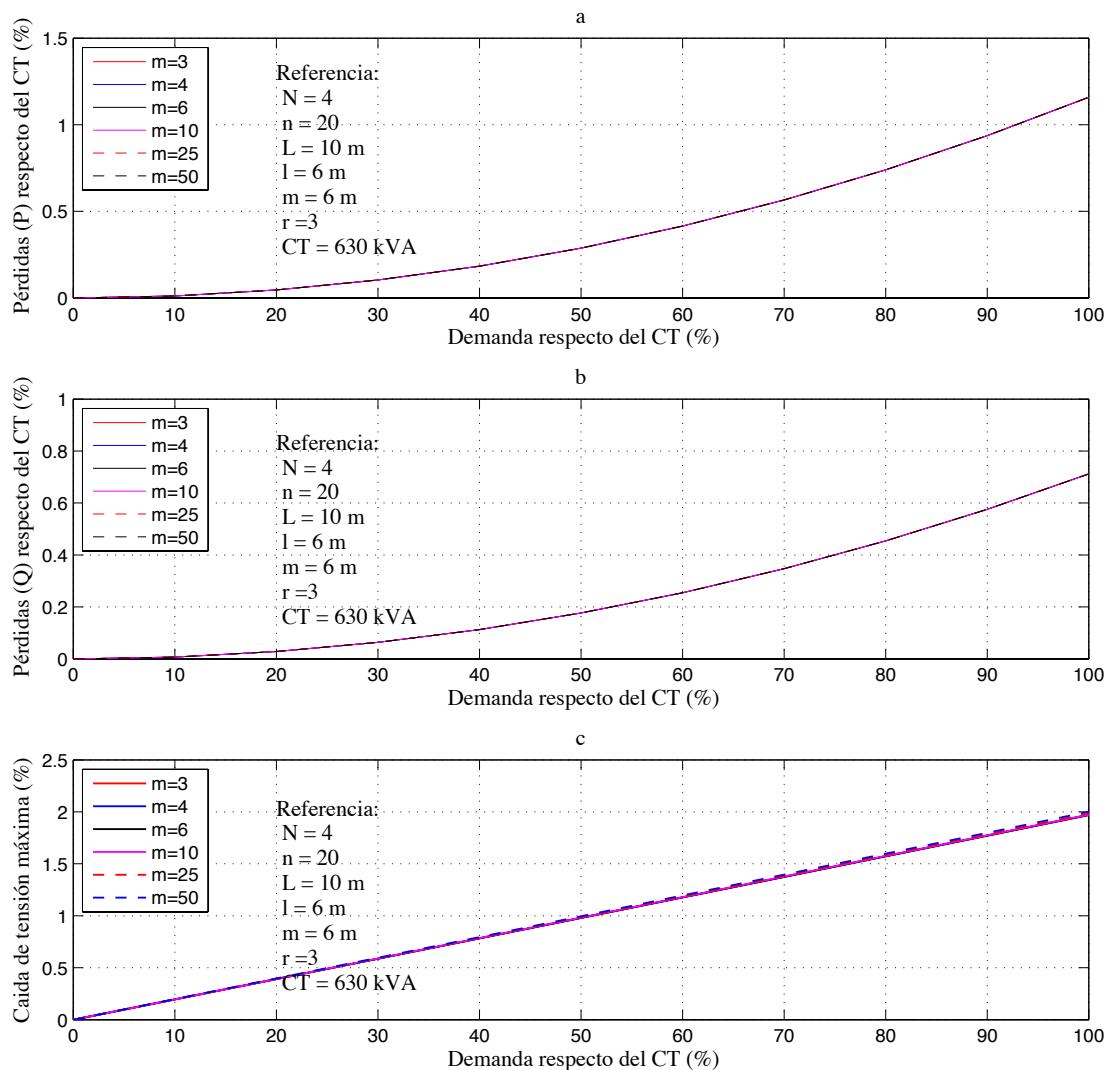
**Figura 26. Análisis de sensibilidad. Variación de longitud de tramo.**

En la Figura 27 en los gráficos a y b se indica la evolución de pérdidas técnicas para cada valor de **longitud media de acometida ( $l$ )** considerado y para cada valor de carga del CT, mientras que en el gráfico c se indica la caída de tensión asociada. Se observa que la variación de la longitud de acometida no influye de forma significativa en el nivel de pérdidas técnicas.



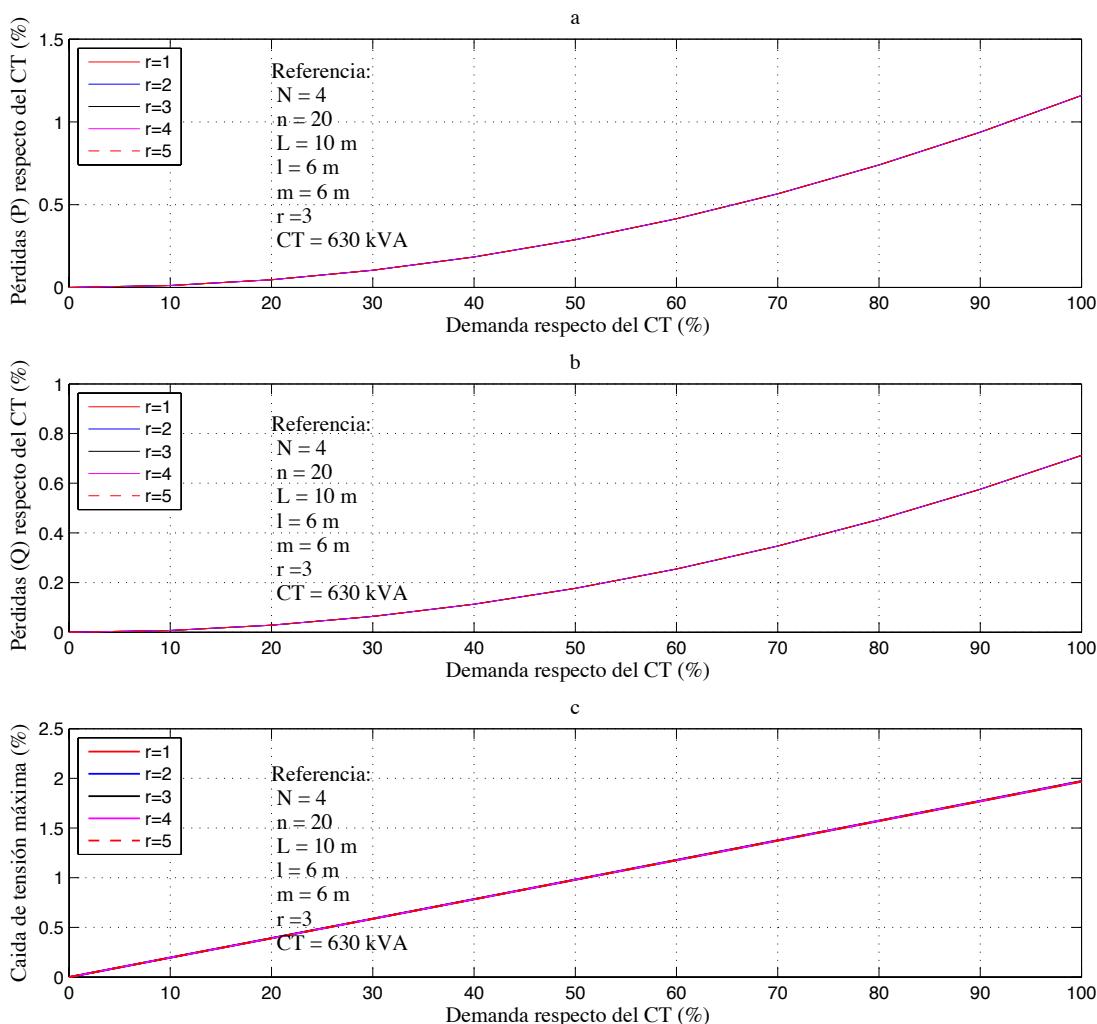
**Figura 27. Análisis de sensibilidad. Variación de la longitud de acometida.**

En la Figura 28 en los gráficos a y b se indica la evolución de pérdidas técnicas para cada valor de **longitud media de derivación ( $m$ )** considerado y para cada valor de carga del CT, mientras que en el gráfico c se indica la caída de tensión asociada. Se observa que la influencia en el nivel de pérdidas de este parámetro es nula.



**Figura 28. Análisis de sensibilidad. Variación de la longitud de derivación**

En la Figura 29 en los gráficos a y b se indica la evolución de pérdidas técnicas para cada valor del **nivel de ramificación ( $r$ )** considerado y para cada valor de carga del CT, mientras que en el gráfico c se indica la caída de tensión asociada. Se observa que la influencia en el nivel de pérdidas de este parámetro es nula.



**Figura 29. Análisis de sensibilidad. Variación del nivel de ramificación**

A continuación, se determina la función de distribución de probabilidad acumulada o función de distribución (CDF, *Cumulative Distribution Function*) designada por  $F(x)$  para las pérdidas técnicas en función de cada parámetro de red analizado. La distribución ajustada es la *exponencial* ya que el número de datos que se tiene para el ajuste es “pequeño” (10 valores de demanda por cada valor de N).

La función de distribución de probabilidad indica la probabilidad de que la variable (pérdidas, designada como x) tome un valor igual o inferior (b) y viene dada por la ecuación (21)

$$\text{Prob}(P_d \leq a) = F(a) \quad (21)$$

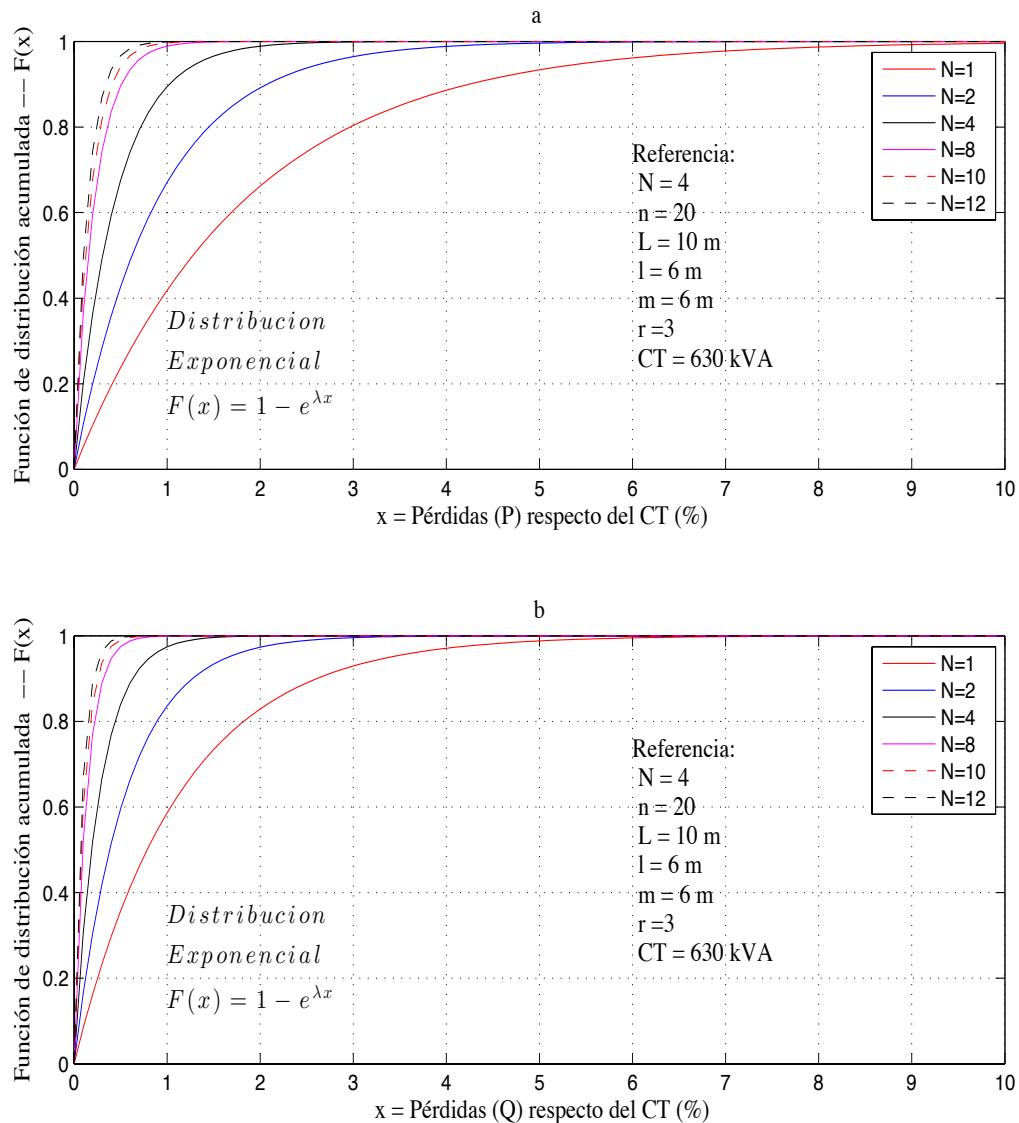
También permite obtener la probabilidad de que la variable (pérdidas, designada como x) esté comprendida entre un intervalo (a,b) tal y como se indica en la ecuación (22).

$$\text{Prob}(a \leq P_d \leq b) = F(b) - F(a) \quad (22)$$

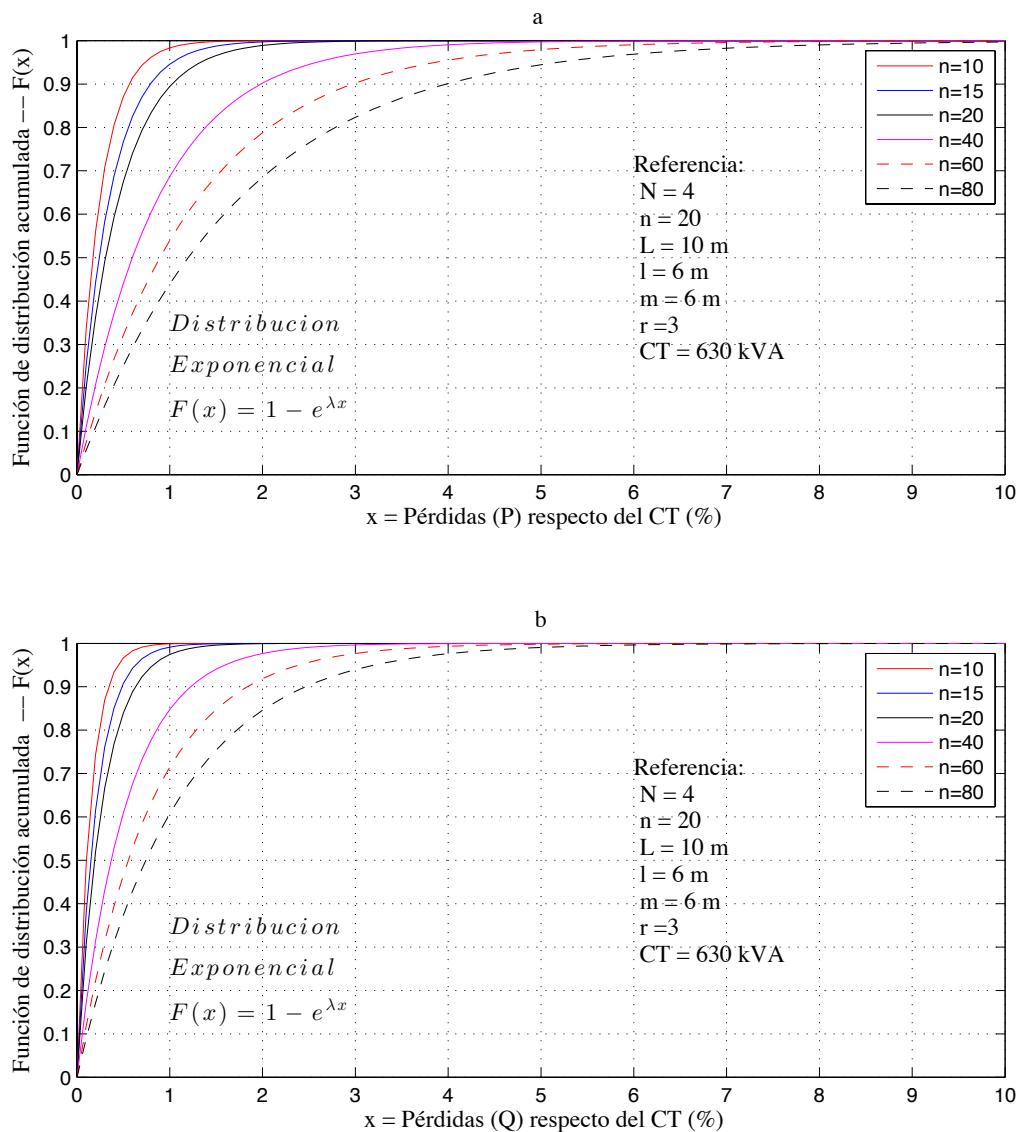
En la Figura 30 se indican las funciones de distribución de pérdidas técnicas (activa en el gráfico a y reactiva en el gráfico b) para cada valor del **número de salidas (N)** considerado. El gráfico debe entenderse de la siguiente manera: para cada valor del eje de pérdidas técnicas (eje de abscisas) se indica la probabilidad de ocurrencia de un valor igual o inferior. De esta forma se puede establecer un nivel de confianza, y en función del número de salidas estimar un valor máximo de pérdidas.

Por ejemplo, para un nivel de confianza del 90%, con  $N = 1$  las pérdidas serían como máximo de un 4%, en cambio, si  $N=2$  el nivel de pérdidas sería como máximo del 2%. Esto por supuesto está condicionado al caso de referencia del que se parte.

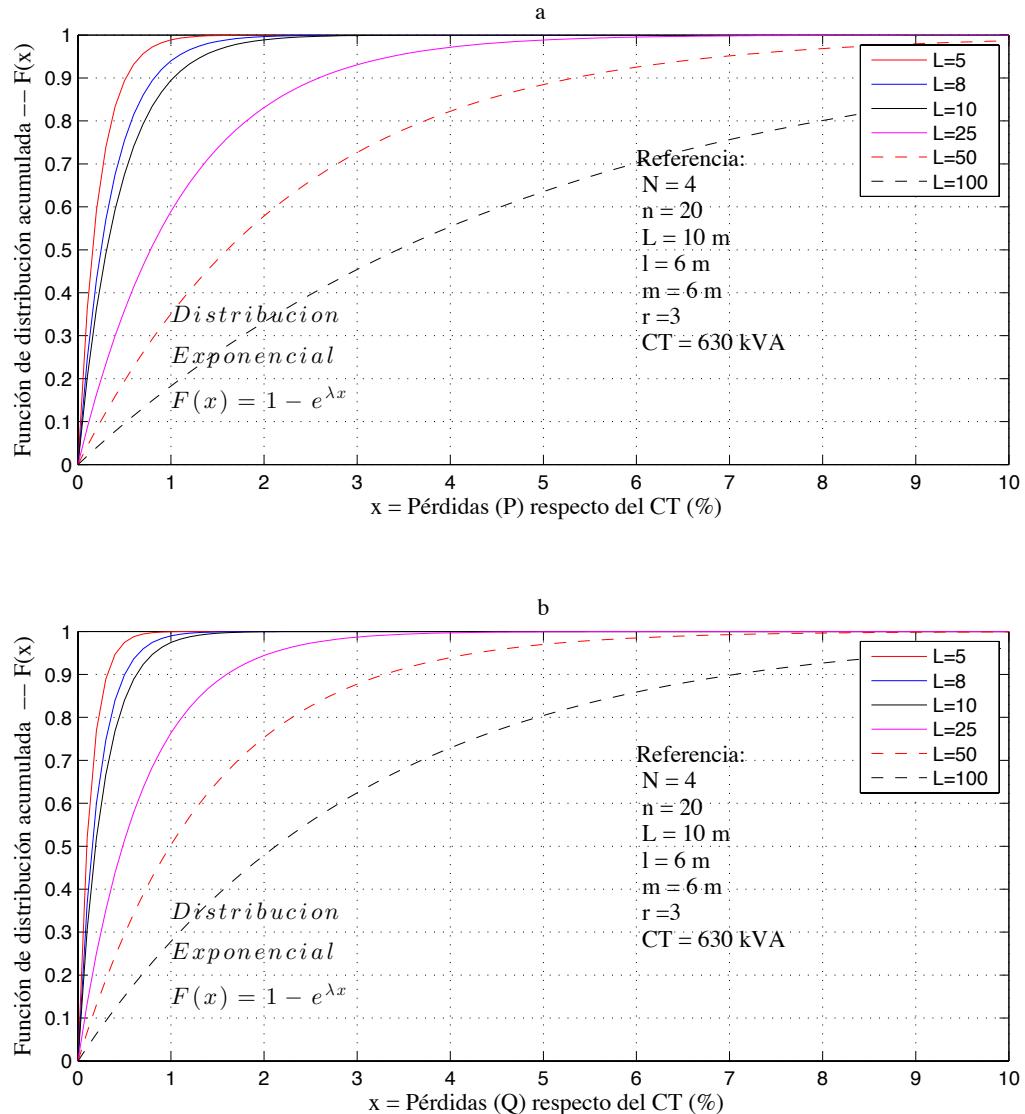
En las Figuras 31-35 se indican las funciones de distribución para la variación del resto de parámetros de red. La interpretación es la misma que la realizada para la Figura 30



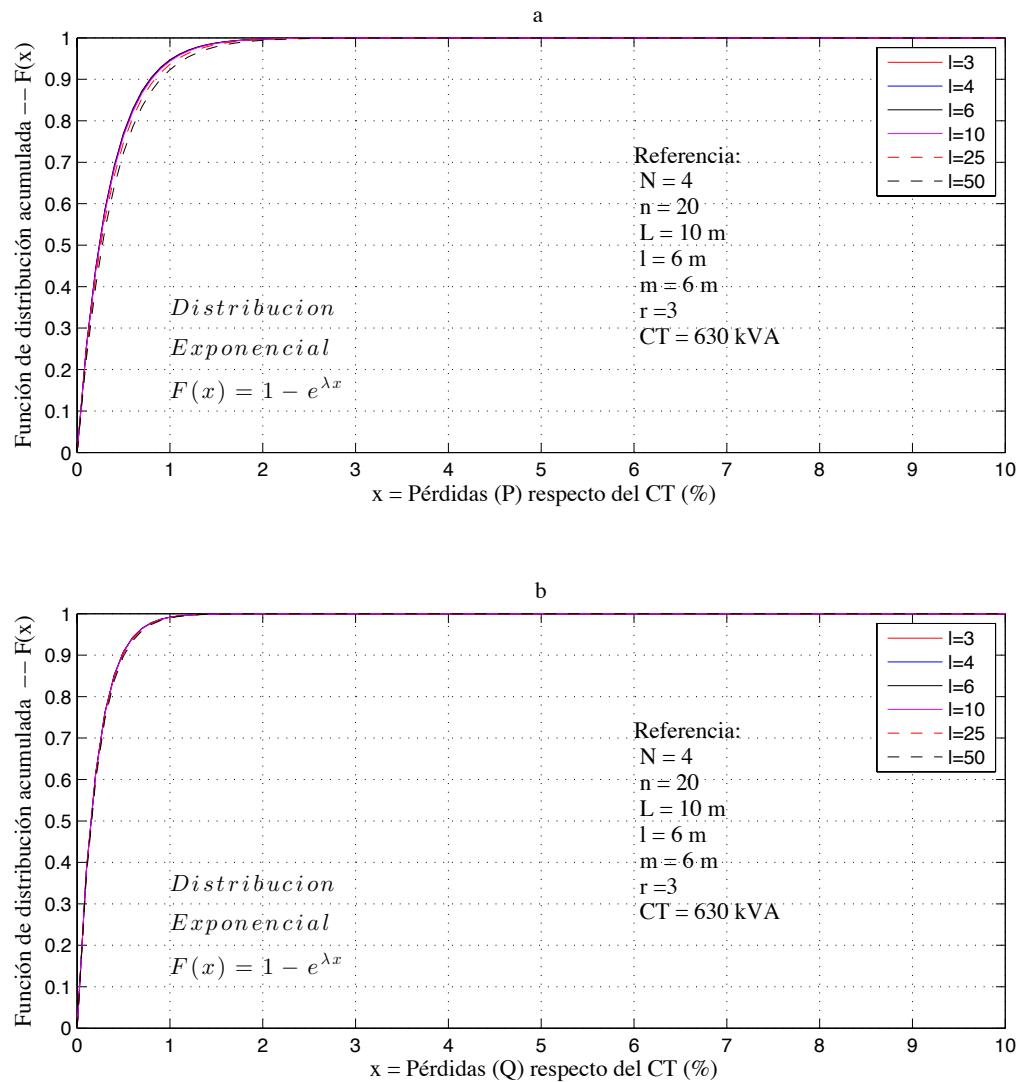
**Figura 30. Análisis de sensibilidad. CDF en función del número de salidas**



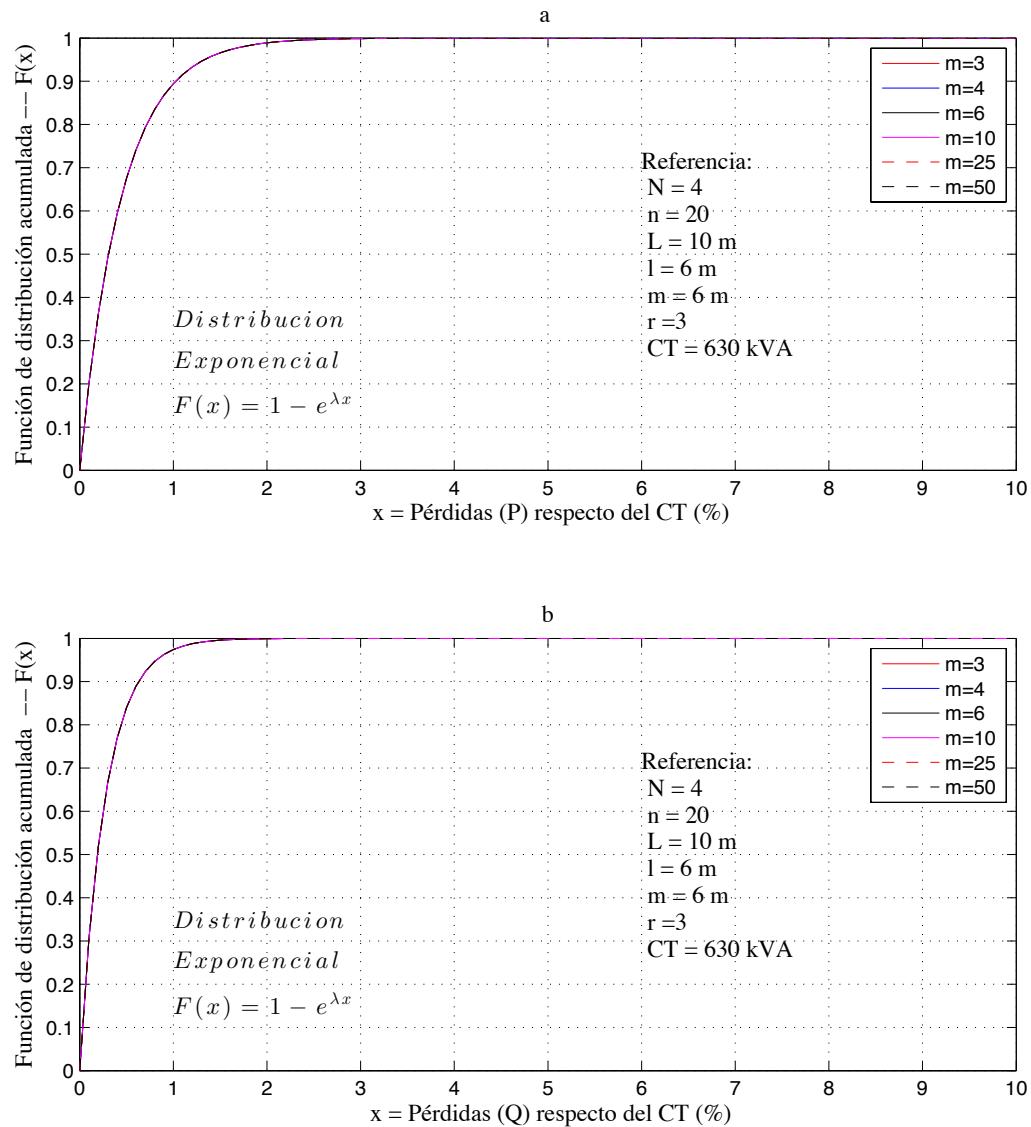
**Figura 31. Análisis de sensibilidad. CDF en función del número de acometidas**



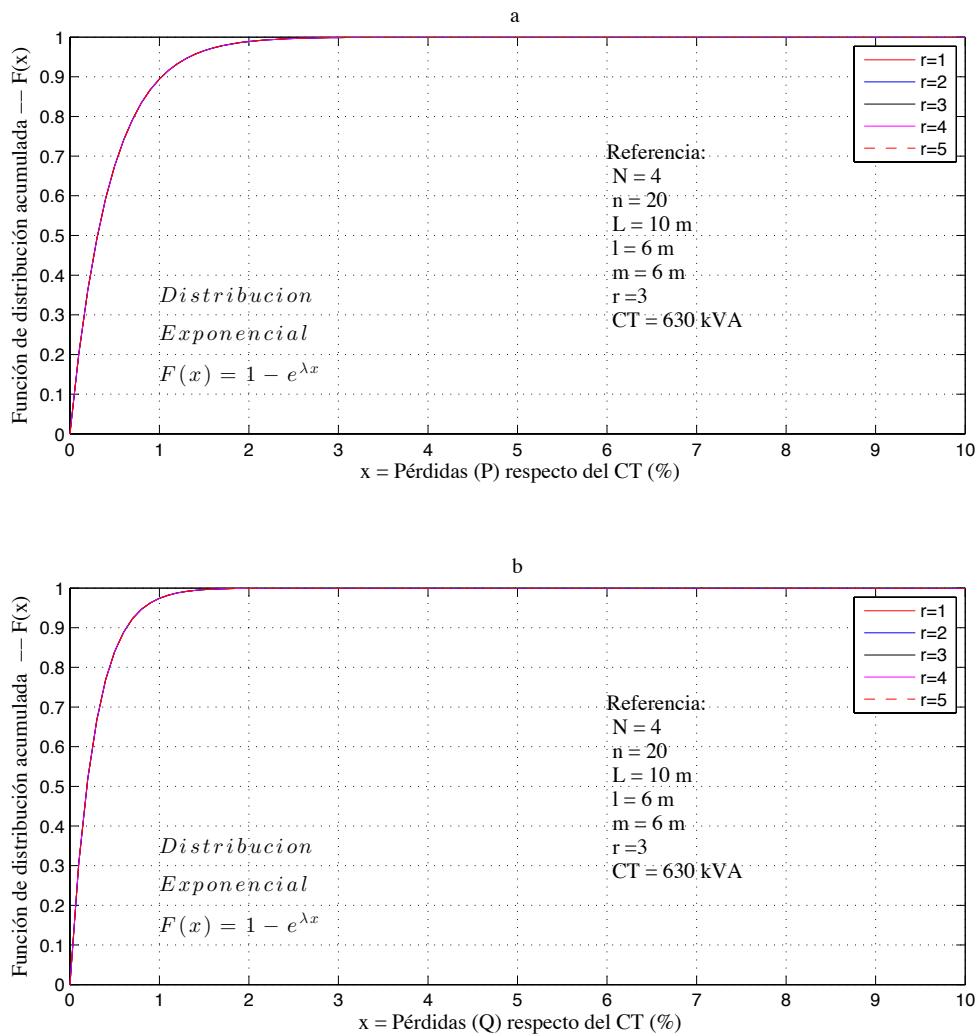
**Figura 32. Análisis de sensibilidad. CDF en función de la longitud de tramo**



**Figura 33. Análisis de sensibilidad. CDF en función de la longitud de derivación**



**Figura 34. Análisis de sensibilidad. CDF en función de la longitud de acometida**



**Figura 35. Análisis de sensibilidad. CDF en función del número de ramificaciones**

### 5.3.3 Simulación de Montecarlo

Este análisis consiste en construir un gran número de redes de forma sistemática para después calcular las pérdidas técnicas en cada una de ellas. Las variables de la función de Montecarlo son los parámetros de red definidos en el apartado 5.3.1.

El intervalo de valores considerado para la simulación de Montecarlo es el indicado en la expresión (23).

$$\begin{cases} N \in \{1 \div 12\} \\ n \in \{10 \div 50\} \\ L_i \in \{5 \div 40\} m \\ l_i \in \{3 \div 20\} m \\ m_i \in \{3 \div 20\} \\ r \in \{1 \div 5\} \end{cases} \quad (23)$$

Una iteración de este análisis consiste en tomar el primer valor considerado para cada parámetro de red, construir la red a partir de dichos parámetros, una vez construida se establece el primer nivel de demanda considerado (10% del CT) y se efectúa un flujo de cargas, determinando posteriormente las pérdidas técnicas. Se procede con el siguiente nivel de demanda realizando un barrido hasta alcanzar el 100% de la carga del CT. Tras esto comienza una nueva iteración en la que se cambia el valor del último parámetro ( $r$ ), tomando el siguiente valor considerado, se construye la red y se procede a calcular las pérdidas para todos los intervalos de demanda. Cuando se completan todos los valores del parámetro de red ( $r$ ) se cambia el parámetro de red ( $m$ ) tomando el siguiente valor considerado.

El proceso se repite calculando las pérdidas para todos los valores de ( $r$ ) y todos los niveles de demanda hasta que se completan los valores de ( $m$ ). Esto se repite para cada valor considerado de los parámetros de red y para cada parámetro de red. El número total de simulaciones ejecutadas es de 38400.

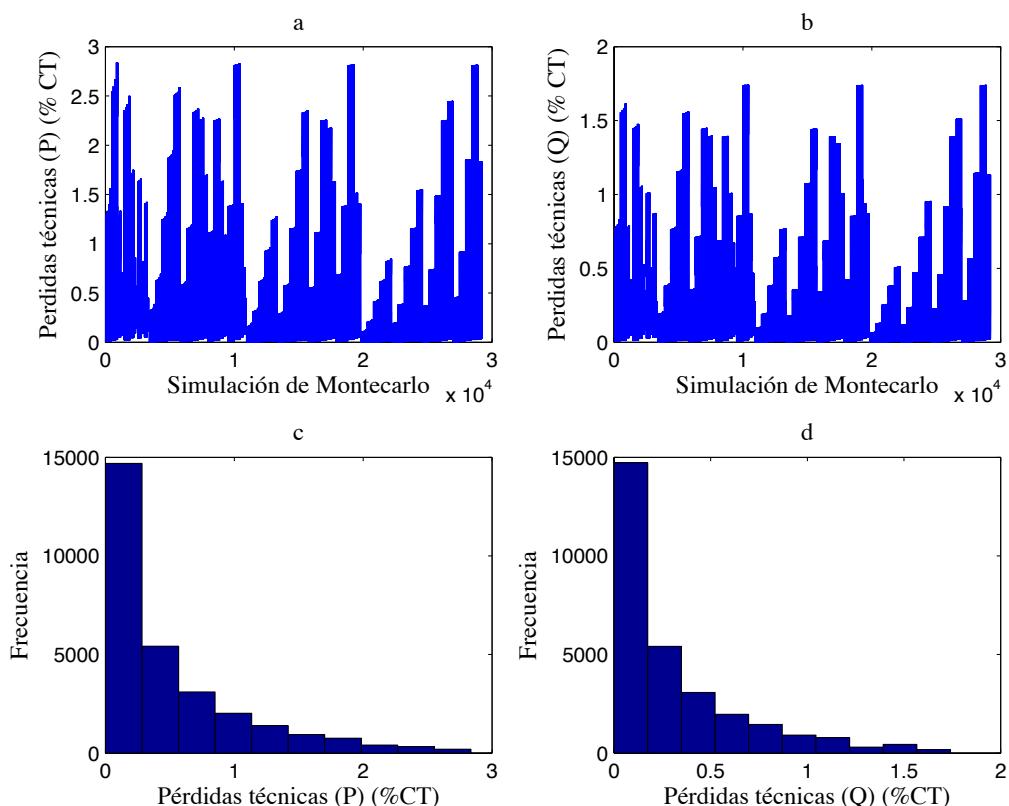
Por tanto, la construcción de cada red se realiza variando de forma sistemática cada parámetro hasta cubrir todos los valores considerados del siguiente vector de la expresión (24).

$$\begin{bmatrix} N \\ n \\ L_i \\ l_i \\ m_i \\ r \end{bmatrix} \quad (24)$$

Al finalizar cada flujo de cargas se comprueba la caída de tensión máxima que se ha producido, si ésta es superior al 5% se rechaza ese resultado.

## Resultados

El conjunto total de pérdidas técnicas obtenidas se indica en la Figura 36. En los gráficos a y b se han organizado las pérdidas de activa y reactiva respectivamente en la misma forma en la que el análisis fue ejecutado, mientras que en los gráficos c y d se representa el histograma de pérdidas de activa y reactiva respectivamente. Como se puede observar el nivel de pérdidas va variando a lo largo de la simulación y el nivel máximo que se produce es inferior al 3% del CT en el caso de potencia activa y de un 2% del CT en el caso de potencia reactiva.

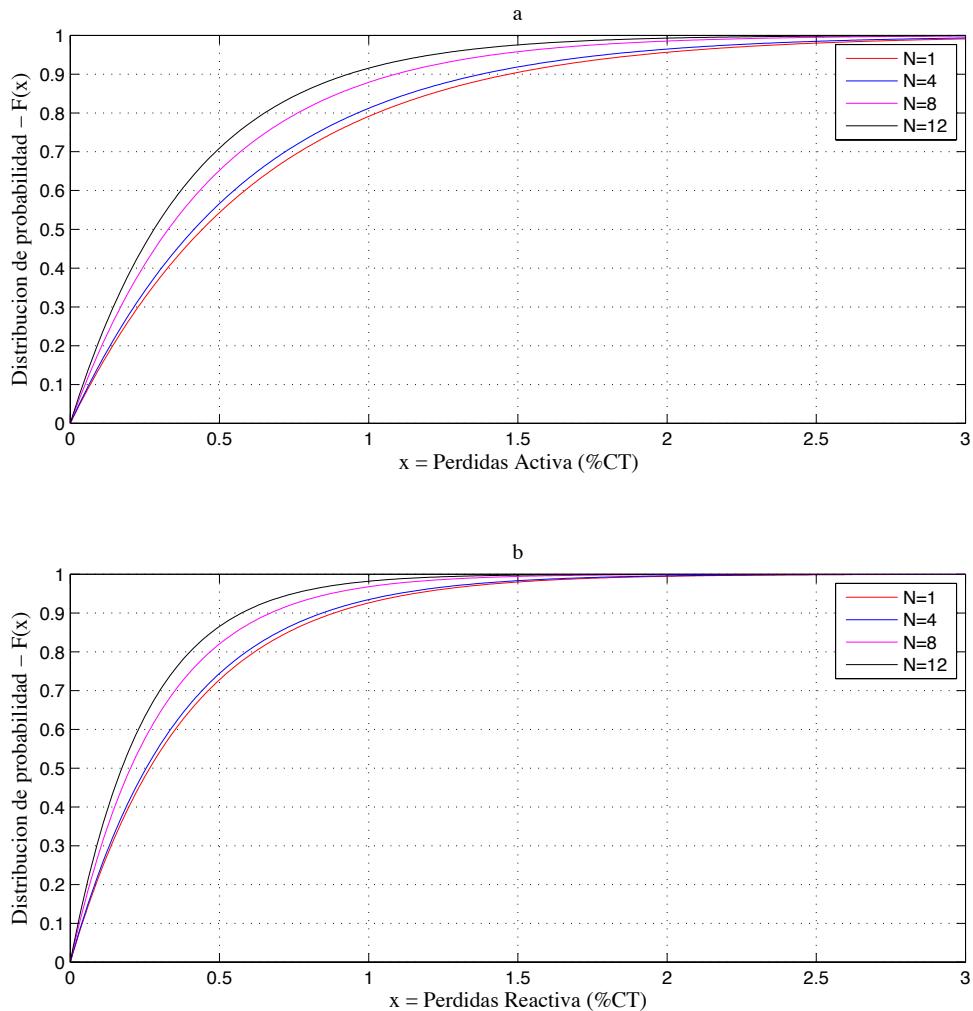


**Figura 36. Pérdidas técnicas obtenidas en la simulación de Montecarlo**

## Distribuciones de probabilidad

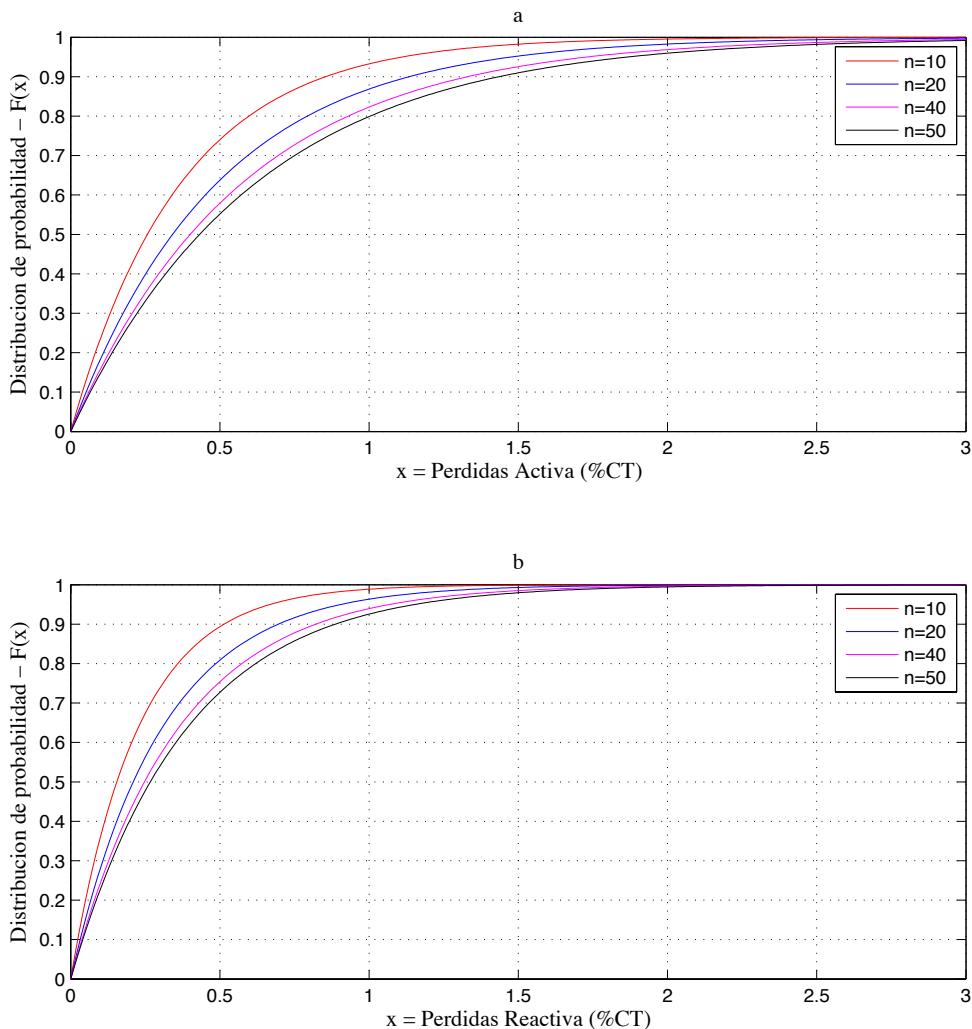
A continuación, se clasifican los resultados obtenidos con la simulación de Montecarlo agrupándolos por parámetros de red y por sus valores. Una vez clasificadas las pérdidas técnicas se ajusta una distribución exponencial ya que debido a la asimetría hacia la izquierda que presentan los datos de pérdidas, es la que mejor ajuste realiza.

En la Figura 37 se representan las funciones de distribución de probabilidad ajustadas para las pérdidas técnicas de activa (gráfico a) y para las pérdidas técnicas de reactiva (gráfico b) en función del **número de salidas ( $N$ )**. El gráfico debe entenderse de la misma forma que se explicó en el apartado 3.3.2. Se establece un nivel de confianza y se determina el nivel de pérdidas que puede darse en función del número de salidas. Por ejemplo, para un nivel de confianza del 90% se determina que el nivel de pérdidas de activa para  $N = 1$  es aproximadamente 1,5% en cambio para  $N = 12$  es inferior al 1%. Luego se verifica que cuando se tiene la carga concentrada en una única salida las pérdidas son mayores



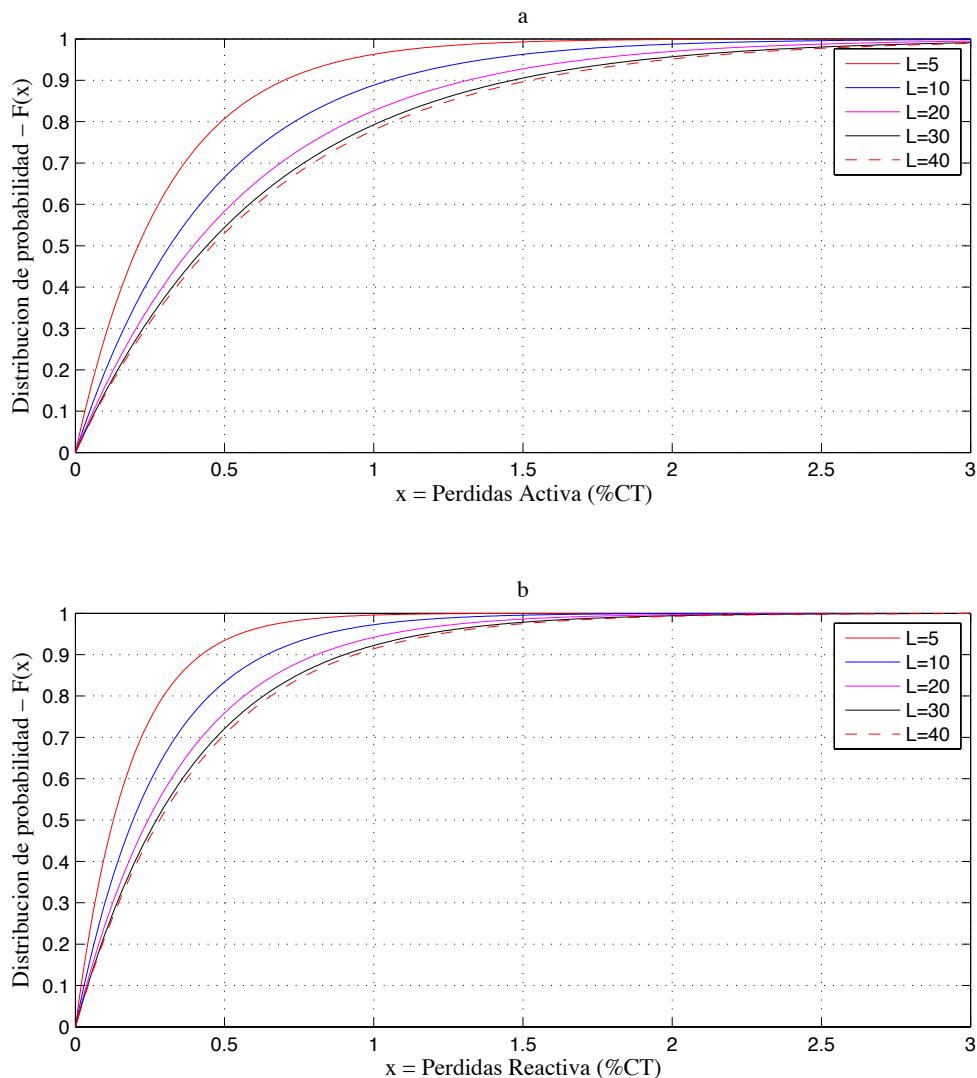
**Figura 37. Simulación Montecarlo. CDF en función del número de salidas**

En la Figura 38 se indican las funciones de distribución de probabilidad para las pérdidas de activa (a) y reactiva (b) en función del **número de acometidas (n)**. Se puede afirmar con un 90% de probabilidades de cometer error que una red con 10 acometidas (y el resto de parámetros comprendidos entre los de la simulación) tendrá un nivel de pérdidas de activa del 0,7% del CT aproximadamente en cambio la misma red con 50 acometidas tendrá un nivel de pérdidas técnicas de activa próximo al 1,5% del CT.



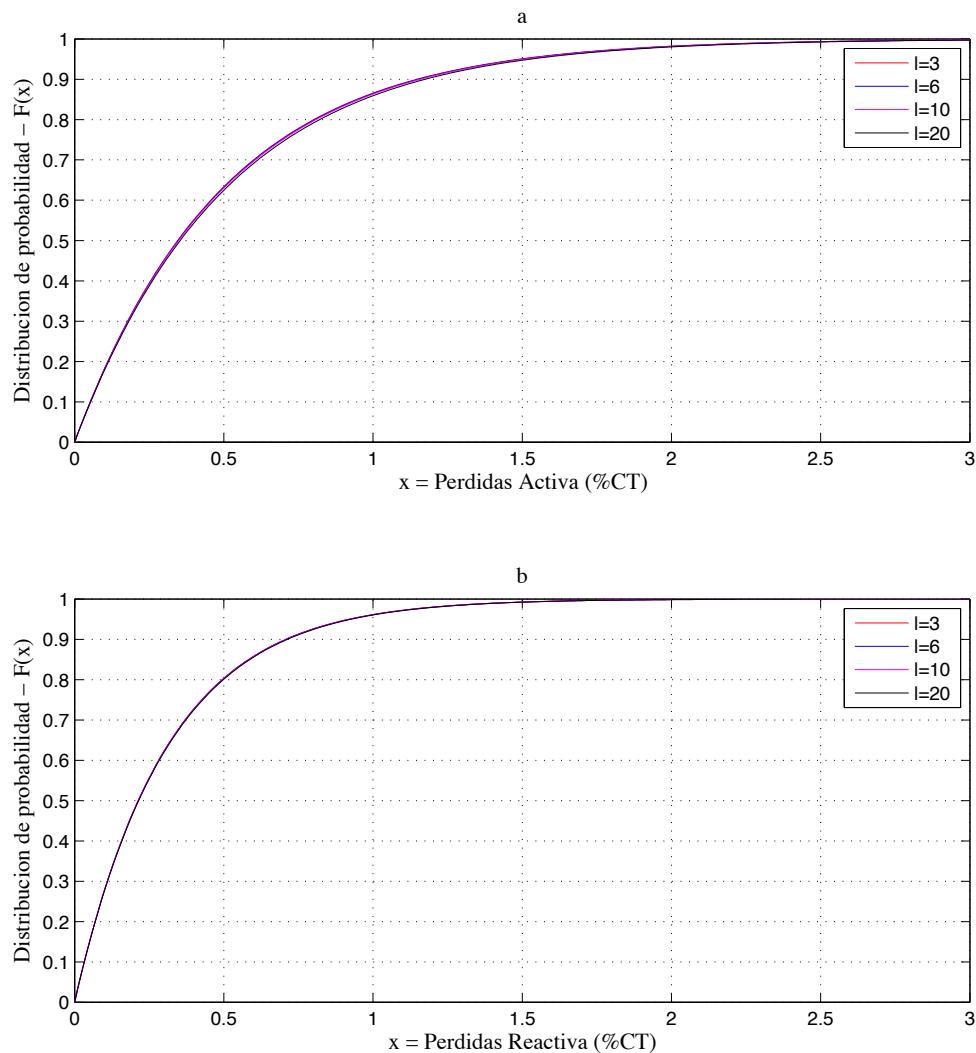
**Figura 38. Simulación Montecarlo. CDF en función del número de acometidas**

En la Figura 39 se indican las funciones de distribución de probabilidad para las pérdidas de activa (a) y reactiva (b) en función de la **longitud media de tramo ( $L$ )**. Se puede afirmar con un 10% de probabilidades de cometer error que una red con una longitud media de tramo de 5 metros (y el resto de parámetros comprendidos entre los de la simulación) tendrá un nivel de pérdidas de activa como máximo del 0,7% del CT aproximadamente, pero si la longitud media de tramo es de 40 metros las pérdidas serían como máximo del 1,5% tendría un nivel de pérdidas técnicas de activa próximo al 1,5% del CT.

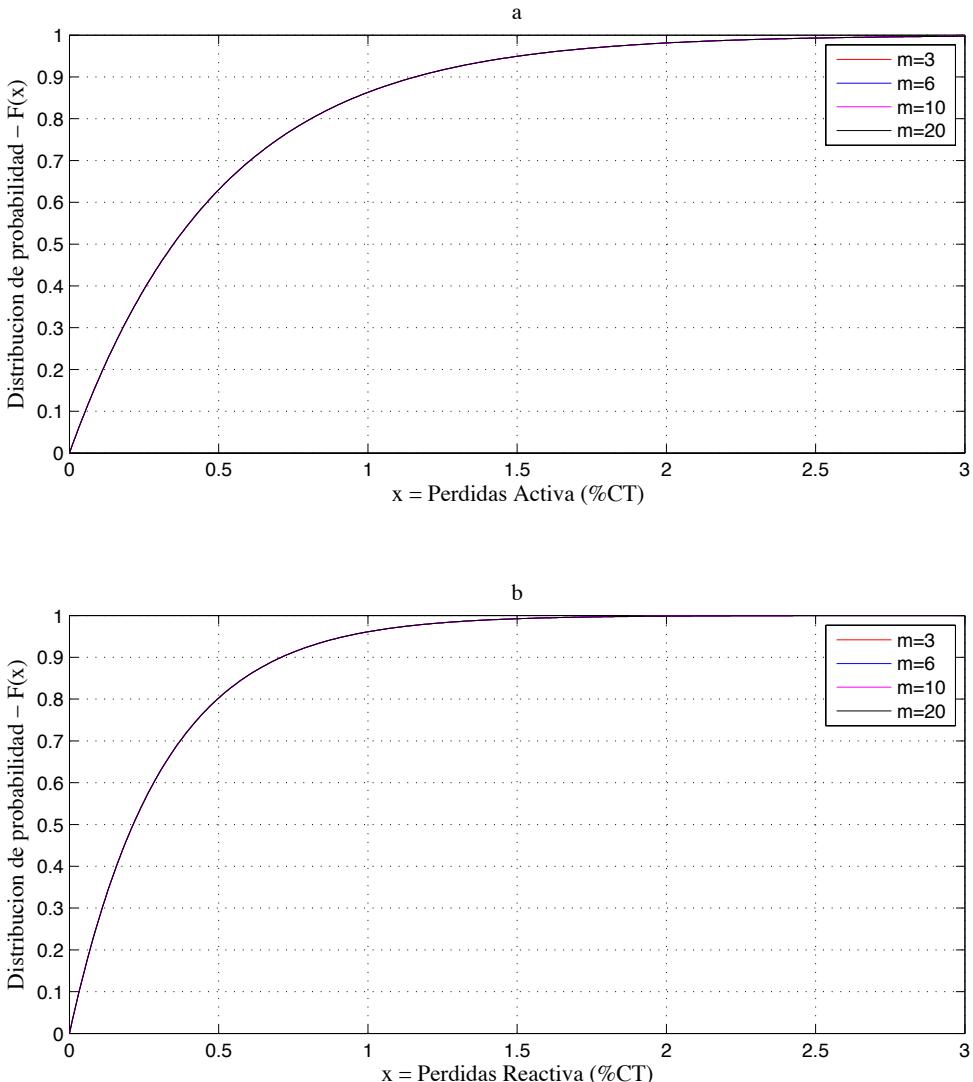


**Figura 39. Simulación Montecarlo. CDF en función de la longitud de tramo**

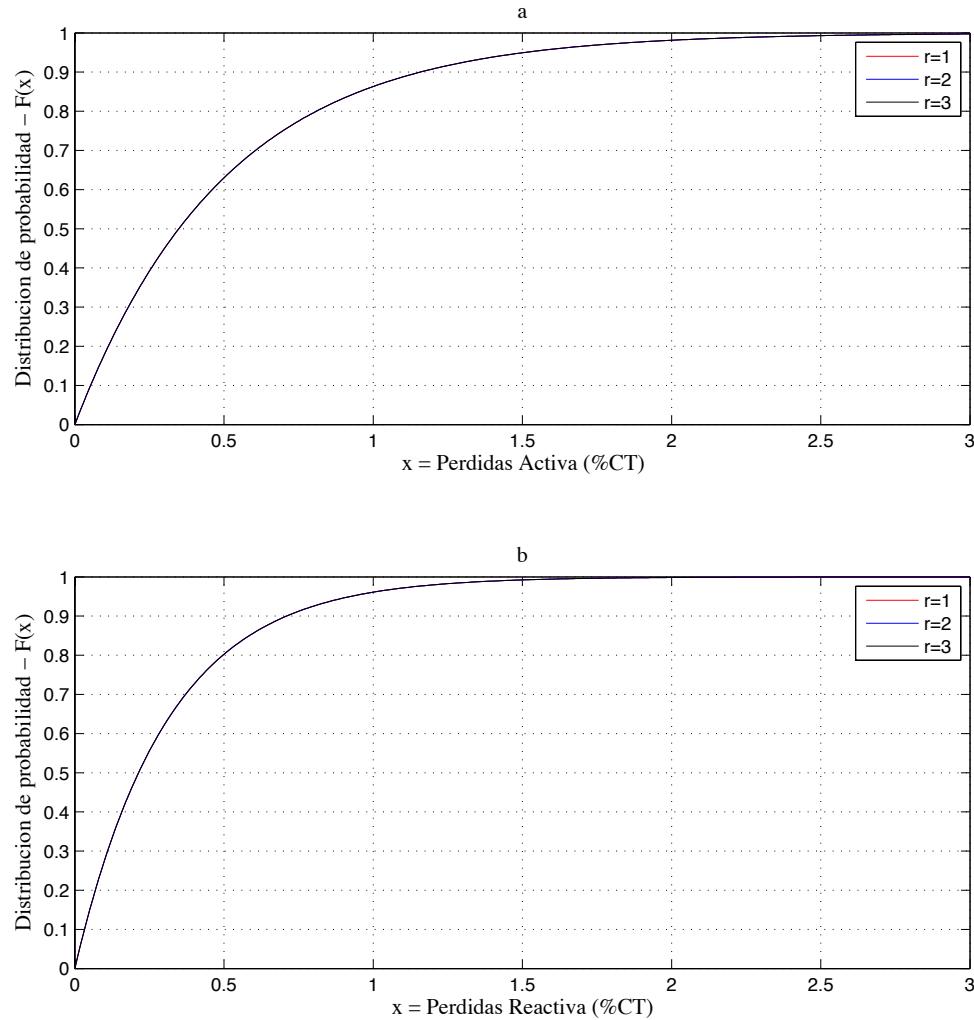
En las Figuras 40-42 se indican las funciones de distribución de probabilidad para el resto de parámetros de red, los cuales se muestran poco influyentes ya que las funciones de distribución se superponen.



**Figura 40. Simulación Montecarlo. CDF en función de la longitud de acometida**

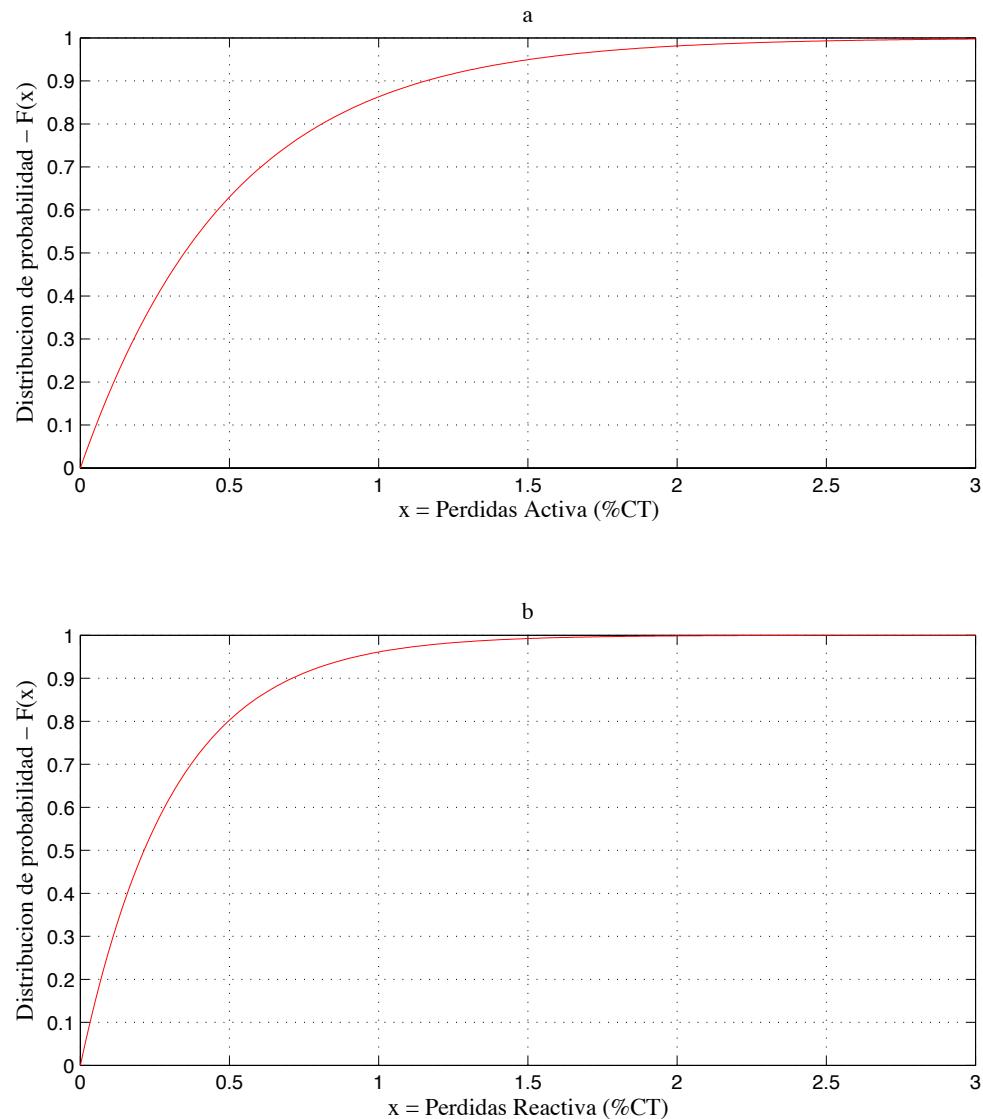


**Figura 41. Simulación Montecarlo. CDF en función de la longitud de derivación**



**Figura 42. Simulación Montecarlo. CDF en función del nivel de ramificación**

Finalmente, en la Figura 43 se indican las funciones de distribución de probabilidad globales para las pérdidas de potencia activa (gráfico a) y para las pérdidas de potencia reactiva (gráfico b). A la vista de estas curvas se puede estimar que cualquier red cuyos parámetros estén comprendidos dentro de los intervalos considerados en la simulación de Montecarlo, tendrá un nivel de pérdidas técnicas inferior al 3% de la potencia del CT.



**Figura 43. Simulación Montecarlo. CDF general de pérdidas**

# Capítulo 6

## Conclusiones

- ✓ Para un completo conocimiento del estado de la red de distribución en Baja Tensión es necesario que todos los usuarios de la misma dispongan de telegestión, ya que, de no ser así, deben ser tenidas en cuenta hipótesis simplificadoras como las realizadas en este Trabajo Fin de Máster acerca del comportamiento de los usuarios que no disponen de telegestión. Estas hipótesis impiden poder estimar las pérdidas no técnicas.
- ✓ La metodología de balance de carga admite un margen de mejora en los siguientes sentidos:
  - Ampliación a redes desequilibradas: La característica radial de la red de distribución facilita la opción de tener en cuenta una red trifásica no equilibrada. Para llevar esto a cabo, es suficiente con descomponer la red radial en tres redes radiales, (una por cada fase). [17]
  - No despreciar la generación distribuida: En la formulación del balance de carga se ha despreciado la energía vertida a la red por parte de los usuarios. Tener en cuenta esta energía inyectada en la red, requiere la completa telegestión de la red, ya que de esta forma se tendría información de los intercambios energéticos en cada nodo.

- ✓ Se ha comprobado que, dada una red y su configuración física, la modificación de la sección del conductor, supone un cambio considerable en el nivel de pérdidas técnicas. No obstante, la sección del conductor, así como el material del cual está construido son variables que impone en primer lugar la compañía distribuidora a través de sus normas particulares, y en segundo lugar el REBT a través de la limitación de caída de tensión.
- ✓ Se ha comprobado que las pérdidas técnicas aumentan de forma casi lineal con el aumento de la demanda y que a partir de cierto nivel de demanda se pierde dicha característica lineal. Así mismo se ha comprobado que una mayor dispersión en el consumo eléctrico genera también dispersión en el nivel de pérdidas técnicas.
- ✓ Se han definido 6 parámetros característicos de red para describir la influencia de la configuración física de la red sobre las pérdidas técnicas. Se ha comprobado que el número de salidas ( $N$ ) junto con el número de acometidas ( $n$ ), son los parámetros que más influyen en el nivel de pérdidas técnicas.
- ✓ Se ha comprobado que el nivel máximo de pérdidas técnicas que se puede dar en una red de baja tensión, con las características tenidas en cuenta, es de un 3% sobre la potencia del transformador que alimenta la red.
- ✓ La escasez de software específico para resolver flujos de cargas en redes de distribución en baja tensión, se presenta como una oportunidad para desarrollar una interfaz gráfica en Matlab para la metodología propuesta.

# Referencias

[1] “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”, aprobado por RD 842/2002. Ministerio de Industria. Gobierno de España. Consultado el 06/09/16. Disponible en:  
[http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt\\_guia.aspx](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx)

[2]. “Regulación para el desarrollo de Smart Grids”. CNE. Consultado el 06/09/16. Disponible en:<https://www.esmartcity.es/images/ESMARTCITY/media/content/20121026-ponencia-congreso-smart-grids-cne-tomas-gomez.pdf>

[3] “Sustitución de contadores de energía eléctrica”. Centro de estudios de consumo. UCLM. Consultado el 06/09/16. Disponible en:  
[https://www.uclm.es/centro/cesco/pdf/noticias/2012/2012-06-15\\_ULTIMAS%20MODIFICACIONES\\_EN\\_EL\\_PLAN\\_DE\\_SUSTITUCIÓN.pdf](https://www.uclm.es/centro/cesco/pdf/noticias/2012/2012-06-15_ULTIMAS%20MODIFICACIONES_EN_EL_PLAN_DE_SUSTITUCIÓN.pdf)

[4] “Smart Grids - Redes eléctricas inteligentes”. Marzo de 2010. Energía Y Sociedad. Consultado el 06/09/16. Disponible en:  
<http://www.energiaysociedad.es/pdf/smartgrids.pdf>

[5] Guía de diseño de instalaciones eléctricas 08 - Capítulo C. Conexión a la red de distribución pública de BT, Schneider Electric. Consultado el 07/09/16. Disponible en :  
[http://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion\\_electrica/guia\\_instalaciones\\_electricas/capitulo-c-conexion-red-distribucion-publica-bt.pdf](http://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-c-conexion-red-distribucion-publica-bt.pdf)

[6] “Smart Grids y la evaluación de la red eléctrica”. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, tecnologías de la información y telecomunicaciones. Consultado el 07/09/16. Disponible en:  
[http://www.mineco.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federacion%20de%20Entidades%20de%20Innovacion%20y%20Tecnologia/SMART\\_GRIDS\\_Y\\_EVOLUCION\\_DE\\_LA\\_RED\\_ELECTRICA.pdf](http://www.mineco.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federacion%20de%20Entidades%20de%20Innovacion%20y%20Tecnologia/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf)

[7] Web “Proyectos tipo”. Consultado el 07/09/16. Disponible en:  
[http://www.proyectostipo.com/Seccion02/Seccion02\\_apart.A\\_1.htm](http://www.proyectostipo.com/Seccion02/Seccion02_apart.A_1.htm)

[8] Blog “instalaciones eléctricas residenciales”. Consultado el 07/08/16. Disponible en:  
[www.instalacioneselectricasresidenciales.blogspot.com.es/2016/01/normas-para-lineas-subterraneas-de-cfe.html](http://www.instalacioneselectricasresidenciales.blogspot.com.es/2016/01/normas-para-lineas-subterraneas-de-cfe.html)

[9] “Especificación Particular para instalaciones de medida de energía en redes de  $V_n < 20 \text{ kW}$ ”. Unión Fenosa Distribución 2010. Consultado el 07/09/16. Disponible en:  
[http://www.unionfenosadistribucion.com/servlet/ficheros/1297097599924/265%5C28%5CE\\_S\\_0130\\_ES\\_RE\\_EMA\\_MMT\\_accesible,1.pdf](http://www.unionfenosadistribucion.com/servlet/ficheros/1297097599924/265%5C28%5CE_S_0130_ES_RE_EMA_MMT_accesible,1.pdf)

[10] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, G.X. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No.2, May 1988. Consultado el 15/10/15. Disponible en IEEE Xplore Digital Library.

[11] “Análisis de Redes eléctricas radiales y débilmente malladas. Formulaciones alternativas”. Tesis Doctoral. Esther Romero Ramos. Universidad de Sevilla. 1998. Consultado el 15/10/15. Disponible en:  
<http://fondosdigitales.us.es/tesis/tesis/178/analisis-de-redes-electricas-radiales-y-de/>

[12] “Electric Energy Systems: Analysis and Operation”. A.G. Expósito, A.J. Conejo, C. Cañizares. Consultado. 2008. Consultado el 15/10/15. Disponible en:  
<https://www.amazon.es/Electric-Energy-Systems-Operation-Engineering/dp/0849373654>

[13] Web proyecto PRICE. Consultado el 09/09/16. Disponible en:  
<http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/innovacion/modelo+de+innovacion/proyectos/1297281180340/price.html>

[14] Web proyecto OSIRIS. Consultado el 09/09/16. Disponible en:  
<http://www.proyecto-osiris.com/es>

[15]. Web proyecto IDE4L. Consultado el 09/09/16. Disponible en:  
<http://ide4l.eu>

[16]. Proyecto tipo de líneas eléctricas subterráneas en BT. Unión Fenosa Distribución. 2011. Consultado el 15/02/16. Disponible en:  
<https://www.unionfenosadistribucion.com/servlet/ficheros/1297097737835/126%5C856%5CIT.0115.ES.RE.PTPEd.2020911LSBT.pdf>

[17]. Carol S. Cheng, Dariush Shirmohamadi, “A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis.”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 10, No. 2, May 1995. Consultado el 12/09/16. Disponible en IEEE Xplore Digital Library.