

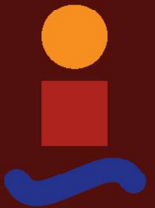
Trabajo de Fin de Máster
Máster oficial en Sistemas de Energía Eléctrica

**ESTIMACIÓN DE TOMAS DE
TRANSFORMADORES EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN EMPLEANDO
MÚLTIPLES ESCENARIOS**

Autor: Manuel Jesús Carmona López
Tutores: Antonio de la Villa Jaén
Esther Romero Ramos

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

Sevilla, 2016



Trabajo de Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

**ESTIMACIÓN DE TOMAS DE
TRANSFORMADORES EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN EMPLEANDO
MÚLTIPLES ESCENARIOS**

Autor:
Manuel Jesús Carmona López

Tutores:
Antonio de la Villa Jaén
Profesor titular
Esther Romero Ramos
Profesor titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2016

Trabajo de Fin de Máster: Estimación de tomas de transformadores en redes de distribución empleando múltiples escenarios

Autor: Manuel Jesús Carmona López
Tutores: Antonio de la Villa Jaén
Esther Romero Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

INDICE DE CONTENIDO

1.	Introducción	17
1.1.	Problema a resolver	17
1.2.	Organización del documento	17
1.3.	Idiosincrasia del proyecto	18
2.	Objetivos	21
3.	Estimación de estado	23
3.1.	Fundamento teórico de la estimación de estado	23
3.2.	Etapas del proceso de Estimación de Estado	27
3.3.	Cálculo del estado estimado	28
3.4.	Método de resolución de las ecuaciones normales	30
3.5.	Observabilidad de las redes	33
4.	Justificación del uso de múltiples escenarios	35
4.1.	Descripción de la problemática asociada	35
4.2.	Estructura modificada del jacobiano	37
5.	Estructura del programa	41
6.	Metodología experimental	43
6.1.	Generación de los escenarios	45
6.2.	Desviación típica de las medidas	46
7.	Ensayos en Red Tutorial	49
7.1.	Ensayo 1: Estimación sin medidas de tomas	49
7.2.	Ensayo 2: Estimación con medida de tomas	55
7.3.	Ensayo 3: Estimación con medida de tomas de desviación típica baja	58
7.4.	Ensayo 4: Implementación de generación distribuida	60
7.5.	Ensayo 5: Estimación con medidas de intensidad	63
8.	Ensayos en Red de Distribución Europea	67
8.1.	Ensayo 1: Estimación sin medidas de tomas	67
8.2.	Ensayo 2: Estimación con medida de tomas	72
8.3.	Ensayo 3: Estimación con medida de tomas de desviación típica baja	75
8.4.	Ensayo 4: Estimación con medidas de intensidad	78
9.	Conclusiones y trabajo futuro	79
9.1.	Conclusiones	79
9.2.	Futuras líneas de investigación	80
	Bibliografía	81

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Comparativa cambiador de tomas en distintos niveles de tensión</i>	35
<i>Tabla 2 Datos de la red tutorial</i>	43
<i>Tabla 3 Datos de la Red de Distribución Europea</i>	44
<i>Tabla 4 Perfil de carga de los escenarios</i>	46
<i>Tabla 5 Comparativa red de distribución y redes de ensayo</i>	48
<i>Tabla 6 Desviaciones típicas estimadas para un escenario</i>	50
<i>Tabla 7 Desviaciones típicas estimadas en red pequeña con hasta dos escenarios</i>	51
<i>Tabla 8 Desviaciones típicas estimadas en red pequeña con hasta cinco escenarios</i>	51
<i>Tabla 9 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 1</i>	53
<i>Tabla 10 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 2</i>	55
<i>Tabla 11 Desv. Típ. Est. de medida de tomas con hasta 24 esc. Ensayo 2 con medida errónea</i>	57
<i>Tabla 12 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 3</i>	59
<i>Tabla 13 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 4</i>	62
<i>Tabla 14 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 5</i>	64
<i>Tabla 15 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 48 escenarios Ensayo 1</i>	69
<i>Tabla 16 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 48 escenarios Ensayo 2</i>	73
<i>Tabla 17 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 48 escenarios Ensayo 3</i>	76

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 Partes integrantes del sistema eléctrico</i>	19
<i>Figura 2 Distribución de los errores</i>	25
<i>Figura 3 Ejemplo de montaje de cambiador de tomas en carga</i>	35
<i>Figura 4 Posiciones tomas de regulación</i>	36
<i>Figura 5 Error en la estimación de tomas</i>	37
<i>Figura 6 Ejemplo de red sencilla de seis escenarios</i>	38
<i>Figura 7 Estructura previa del jacobiano</i>	39
<i>Figura 8 Estructura del jacobiano modificado</i>	40
<i>Figura 9 Esquema del selector de ficheros</i>	41
<i>Figura 10 Diagrama de flujo programa</i>	42
<i>Figura 11 Red pequeña</i>	43
<i>Figura 12 Red Distribución estandarizada</i>	44
<i>Figura 13 Perfil de carga de escenarios generados</i>	46
<i>Figura 14 Perfil de carga de días de demanda máxima. Fuente: REE</i>	46
<i>Figura 15 Transformador de medida en subestación</i>	47
<i>Figura 16 Red para primeros ensayos</i>	49
<i>Figura 17 Histograma de estimaciones de la toma 1 con 1 escenario</i>	50
<i>Figura 18 Histograma de estimaciones de la toma 1 con 5 escenarios Ensayo 1</i>	52
<i>Figura 19 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 1</i>	54
<i>Figura 20 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 1</i>	54
<i>Figura 21 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 2</i>	56
<i>Figura 22 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 2</i>	56
<i>Figura 23 Evolución de la desv. típica estimada de la toma 1 Ensayo 2 con medida errónea</i>	57
<i>Figura 24 Evolución de la desv. típica estimada de la toma 2 Ensayo 2 con medida errónea</i>	58
<i>Figura 25 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 3</i>	60
<i>Figura 26 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 3</i>	60
<i>Figura 27 El papel de las DER en las redes de distribución ya del presente</i>	61
<i>Figura 28 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 4</i>	63
<i>Figura 29 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 4</i>	63
<i>Figura 30 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 5</i>	65
<i>Figura 31 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 5</i>	65
<i>Figura 32 Esquema unifilar red de distribución estandarizada europea</i>	67
<i>Figura 33 Evolución de la desviación típica de tomas estimadas Ensayo 1</i>	70
<i>Figura 34 Evolución de la desviación típica de tomas estimadas Ensayo 2</i>	74
<i>Figura 35 Evolución de la desviación típica de tomas estimadas Ensayo 3</i>	77

El alcanzar el nivel de Máster en Ingeniería Eléctrica ha sido un proceso de seis años de duro trabajo en el que he tenido la oportunidad de formarme en tres universidades diferentes. Agradecer a la Universidad de Córdoba, al Politecnico di Torino y por último a la Universidad de Sevilla por esta alta formación que me han proporcionado.

Imposible dar por terminado este documento sin una referencia escrita al apoyo incondicional de mi familia, los que están y los que se fueron. Mencionar también a mi novia, amigos y compañeros de carrera y máster. De todos ellos guardo lo bueno y de lo bueno lo mejor.

Gracias a todos.

“El instinto es algo que trasciende el conocimiento. Tenemos, sin duda, algunas fibras de lo más sutiles que nos permiten percibir verdades cuando la deducción lógica o cualquier otro esfuerzo obstinado del cerebro son vanos.”

Mis inventos, Nikola Tesla 1919.

RESUMEN

Este trabajo se centra en la estimación de tomas de regulación de los centros de transformación de redes de distribución utilizando las medidas con suficiente redundancia y distribución dentro del paradigma de las Smart grids. Se pretende poner de manifiesto los actuales problemas a la hora de conocer la posición de estas tomas, así como proponer una nueva filosofía de cálculo al mismo tiempo. Todo ello basado en la inclusión de históricos de medida que se incluirán en el correspondiente proceso de cálculo de tomas. Este es un paso crucial a la hora de la estimación de estado y que ayudará a las compañías distribuidoras a mejorar su eficiencia y la operación de sus redes.

ABSTRACT

This work focus on the estimation of secondary distribution transformer taps using proper measures with enough allocation and redundancy under the current smart grid paradigm. It pretends to point out the current problems to know the value of these taps and propose a new philosophy of estimation at the same time. This is based on the addition of previous data measures added in the actual process of calculation of the taps. This is a crucial step in order to improve state estimation, which will help electric companies in order to improve the efficiency and the operation of their grids.



1. Introducción

1.1. Problema a resolver

Todo proyecto de ingeniería surge con la idea de satisfacer o resolver una necesidad o problema. El objetivo de este documento es el de describir la solución de forma adecuada, justificar las decisiones adoptadas y exponer los resultados obtenidos de manera experimental. Es por esto que se pretende ilustrar al lector en este apartado de dónde se viene y hacia dónde va

El título del trabajo es realmente descriptivo y en él aparecen los conceptos clave del mismo: la **estimación, las tomas regulación de los transformadores y el empleo de varios escenarios simultáneamente.**

El trabajo consiste en incluir en un software de estimación de estado una estrategia innovadora con la cual se pueden estimar las tomas de los transformadores de distribución de forma más fidedigna, permitiendo así conocer mejor el estado de la red y conseguir una mejor eficiencia en su operación.

1.2. Organización del documento

El presente documento trata de describir de forma didáctica y explicativa la motivación, los razonamientos y las acciones llevadas a cabo para el cumplimiento de los objetivos de este Trabajo de Fin de Máster.

El documento queda estructurado de la siguiente forma:

1. **Introducción**: Donde se comentarán aspectos generales de la estimación de estado, concretamente orientada a la estimación de tomas de regulación.
2. **Objetivos**: Se plantean los objetivos del TFM.
3. **Estimación de Estado**: Fundamentos teóricos.
4. **Justificación del uso de múltiples escenarios**: Se presentan los problemas causados por la estimación de tomas tal y como se viene haciendo hasta ahora.
5. **Estructura del programa**: Se explica la estructura del software programado.
6. **Metodología experimental**: Se describe la metodología que se utilizará para demostrar la mejora que conlleva el uso del software programado.
7. **Ensayos en Red Tutorial**.
8. **Ensayos en Red de Distribución Europea**.
9. **Conclusiones y trabajo futuro**: Se explican las conclusiones alcanzadas y futuras líneas de investigación



1.3. Idiosincrasia del proyecto

En este tiempo el crecimiento industrial y poblacional es un hecho que, lejos de presentar síntomas de estancamiento, se encuentran en continua progresión. Este desarrollo hace que surjan retos técnicos donde antes no los había.

A finales del siglo XIX, fue el genio Nicola Tesla el que sentó las bases de los sistemas eléctricos del siglo XXI, sin embargo, las exigencias de aquellos tiempos eran totalmente distintas. Paulatinamente se ampliaron las infraestructuras, las máquinas eléctricas, se introdujo la electrónica, etc. Es decir, los sistemas eléctricos se estaban transformando.

La operación de este tipo de redes fue tomando un tinte complejo, sirviéndose de técnicas matemáticas que se fueron desarrollando a lo largo del siglo XX. En un principio, a partir de las medidas de los instrumentos analógicos, inexactas e incompletas, se calculaba el reparto de cargas para las distintas herramientas de seguridad, control y optimización. Graves incidentes como el enorme apagón acontecido en el noreste de los EEUU y parte de Canadá en 1965 pusieron de manifiesto que **la incertidumbre** existente en los estados de red calculados con aquellos métodos hacía muy difícil la operación del sistema de manera segura y fiable.

En 1968, F. Schweppe introduce el concepto de estimación de estado (el cual se desarrolla con detalle en el apartado 3). Así, se obtiene un estado más verosímil y coherente. Con este estado se puede acometer de forma más fiable el análisis de seguridad, control y una operación más eficiente.

Como se explica en el apartado 3, un estimador de estado se alimenta de, entre otras fuentes de información, medidas tomadas en campo con una cierta redundancia. La observabilidad de la red, es decir, la existencia de un número mínimo de medidas de adecuada naturaleza y convenientemente distribuidas varía en función de su propia topología, siendo un requisito que debe estar garantizado para poder calcular los estados del sistema.

La red de transporte es una red robusta con amplia observabilidad y buena redundancia en sus medidas, mientras que, la red de distribución es históricamente una red más opaca. Especialmente a raíz del desarrollo de la generación distribuida, en contraposición con los grandes puntos de generación, fue cuando la operación de la red de distribución tomó una mayor complejidad y relevancia. Esta generación distribuida incorpora nuevos retos de control y seguridad con los que se requerirán nuevas fuentes de información e instrumentos para poder afrontarlos. Lo que se está planteando pues, es un nuevo cambio profundo del sistema eléctrico en el que la red de distribución es el principal actor.

Es tal la opacidad de las actuales redes de distribución, que las propias compañías distribuidoras desconocen en algunos casos la topología de su propia



INTRODUCCIÓN

red, hasta el punto de que existen casos donde se tienen que abrir arquetas para conocer qué hay bajo ellas en trazados subterráneos. El mantenimiento de estas instalaciones suele basarse en acciones meramente correctivas, las planificaciones y los diseños suelen ser conservadores y, en definitiva, la eficiencia y la fiabilidad de esta red distan mucho de las de las redes de transporte, constituyendo en ocasiones un cuello de botella en el sistema para determinados clientes.

En la figura 1 se muestran las partes que integran el sistema eléctrico así como sus principales características que diferencian claramente unas a otras.

Tipos de red		Estructura	Tipo Operación	Clientes (Nº)	Instalaciones (Nº)	Flexibilidad Operación	Nivel Monitorización
Transporte (Seguridad de suministro) (400, 220 kV)		Mallado	Mallado	Muy pocos	Pocas	Alta	Alto
Distribución (Calidad de Servicio)	Reparto (132, 66, 45 kV)	Mallado / Radial	Mallado / Radial	Pocos	Bastantes	Media	Alto
	MT (20, 15 kV)	Mallado / Radial	Radial	Bastantes	Muchas	Baja	Medio
	BT (400, 380 V)	Mallado / Radial	Radial	Muchos	Muchas	Muy Baja	Muy Bajo

Figura 1 Partes integrantes del sistema eléctrico

Otra parte de la información de la red muy frecuentemente desconocida de forma sistemática y fiable es la asociada a **las tomas de regulación de los transformadores de distribución**. La importancia de éstas para la operación de la red de distribución de forma fiable y eficiente es enorme, siendo un elemento básico para el control de magnitudes eléctricas como la tensión. Se tratan de tomas de regulación en centros de transformación, cuya conmutación siempre se hace en vacío. Estas tomas suelen ser modificadas bajo determinadas circunstancias muy particulares, como por ejemplo zonas costeras en verano siendo pues elementos que se modifican unas pocas veces al año. Al ser el número de transformadores de distribución tan elevado, sería una tarea enormemente complicada y costosa recopilar esta información en campo.

En este proyecto, se plantea la posibilidad de obtener la posición de las tomas de los transformadores incorporando esta variable en un estimador de estado que incluye además varios escenarios temporales de medidas eléctricas. Puesto que la toma de un transformador de distribución es algo que se cambia una serie de veces al año en función de las necesidades estacionales (no puntuales) de la red de distribución, se aprovechará esta cierta estacionalidad de las tomas para utilizar en los cálculos varios escenarios de medida, que tengan un elemento en común: la posición de la toma. Con esta estrategia, se dispondrá de una mayor información para calcular su posición, obteniéndola de una manera más fidedigna.



INTRODUCCIÓN

Así, el presente proyecto provee a las compañías distribuidoras de una herramienta que les permitirá planificar y operar la red de distribución de forma más fiable, segura y eficiente respondiendo en parte a la introducción de la generación distribuida y al nuevo paradigma de las *Smart grids* y contribuyendo de manera muy positiva al desarrollo de un estimador de estado apropiado para las redes de distribución del futuro.

En todo caso, para que la inclusión de este algoritmo sea una realidad, las compañías tienen un largo camino por delante. Aún quedan por desplegar un gran número de aparatos de medida como son los Smart meters, concentradores o los PMU (sincrofasores). Bien es conocido por todos que el sector eléctrico es tan grande como estático. Los avances tecnológicos se introducen con lentitud, siempre bajo la atenta mirada de los intereses económicos de las grandes y las no tan grandes compañías eléctricas.



2. Objetivos

El **objetivo principal** de este proyecto es el desarrollo de un algoritmo aplicable a un estimador de estado convencional, de manera que éste sea capaz de estimar con una mayor precisión las tomas de transformadores empleando para ello múltiples escenarios. La estrategia para esto será tratar estas tomas de regulación como variable común en todos ellos.

Como **objetivos secundarios** directamente relacionados con el principal se establecen los siguientes:

- Estudio y profundización en el concepto de estimación de estado. Aprendizaje de la estructura y uso de un software estimador, esto es, información a introducir, análisis de resultado, variables que se utilizan, estructura de las distintas matrices, etc en el lenguaje de programación de Matlab.
- Adecuación de la estructura del jacobiano y el resto de matrices asociadas, así como elaboración de un programa padre que permita un entorno de simulación apropiado para evaluar el algoritmo en distintas circunstancias.
- Creación de distintos escenarios en una red de distribución pequeña y otros en una red de distribución estandarizada europea más compleja para su evaluación mediante el software desarrollado, utilizando para ello el estimador de estado como reparto de cargas.
- Simulación de una variedad de condiciones en una red de pequeña dimensión, para discernir la influencia de distintas variables a la hora de mejorar o empeorar el proceso de estimación de las tomas de regulación de los transformadores.
- Simulación de estas condiciones cambiantes en la red de distribución estandarizada europea, con la que se busca establecer correlaciones entre ambas simulaciones y la influencia de los parámetros analizados en el error de estimación de las tomas.



OBJETIVOS



3. Estimación de estado

3.1. Fundamento teórico de la estimación de estado

Schweppe definió el concepto de estimador de estado como “un algoritmo de procesamiento de datos que convierte medidas redundantes y otra información en un estimado del estado de operación del sistema eléctrico en un instante determinado” [1].

Un **estimador matemático** es un algoritmo que, a partir de una serie de datos tiene como objetivos:

- **Obtener un estado de sistema** (tensiones nodales) para las labores que se realizan en el centro de control.
- **Monitorizar el estado de operación del sistema eléctrico** (tensiones, y flujos de potencias).

Un estimador de estado usa más información que el reparto de cargas, casi toda la información del sistema eléctrico. Por tanto es más verosímil.

En la actualidad, son el corazón de todos los sistemas de operación, seguridad y fiabilidad del sistema. Se ejecutan en los centros de control en tiempo real, monitorizando continuamente el sistema e interactuando con el operador humano a partir de una interfaz HMI (Human Machine Interface). Sumado a las bases de datos conforman lo que se conoce como el sistema de adquisición de datos SCADA.

Las entradas de un estimador de estado, es decir, las fuentes de información, son:

- **Modelo de la red** (topología, parámetros, etc).
- **Medidas reales** tomadas por dispositivos de medida en campo, ya sean analógicas o digitales.
- **Medidas virtuales**. Valores de magnitudes cuyo valor se conoce debido a la naturaleza del elemento eléctrico. Por ejemplo, la potencia inyectada en un nudo de tránsito siempre será cero.
- **Pseudomedidas**. Medidas que proceden de bases de datos o registros históricos.
- **Modelo estadístico de las medidas**, referente a la calidad con la que se está realizando una medida, la desviación típica del instrumento, etc.



ESTIMACIÓN DE ESTADO

Todas estas entradas alimentan al software, cuyo proceso se explicará más adelante.

Las **salidas que se obtienen** son:

- El **estado estimado** del sistema eléctrico, sus tensiones nodales.
- **Medidas estimadas.** Estimaciones de medidas de todo tipo, ya sean potencias, corrientes o, como en el presente caso, tomas de regulación de los transformadores.
- **Residuos**, que son la diferencia que existe entre valor medido en campo y el valor estimado.
- **Matriz de covarianzas** de las medidas.

Para que el software pueda realizar una estimación de estado correcta antes hay que asumir una serie de hipótesis en el modelo de sistema:

- El sistema se encuentra en régimen permanente.
- Es un sistema equilibrado. Se trabaja con el equivalente monofásico.
- Observabilidad adecuada en la topología del sistema.

La necesidad por la que se hace fundamental la estimación de estado es que las medidas que aportan los instrumentos en campo no son exactas, sino que se ven alteradas por una serie de factores ambientales o del propio instrumento de medida:

- **Clase:** Se entiende como el error máximo que puede tener una medida de un instrumento, tomado en tanto por ciento del fondo de escala.
- **Linealidad:** Es el error relativo en tanto por ciento del fondo de escala que se puede obtener debido a la calibración del instrumento.
- **Reproducibilidad:** Error que se produce cuando se realiza una misma medición varias veces con las mismas condiciones ambientales pero distintas condiciones dinámicas.
- **Otros:** Como pueden ser magnitudes eléctricas, interferencias electromagnéticas, ruido, etc.

Estos errores del instrumento de medida pueden ser causados no sólo por el transformador de medida como se podría intuir, sino también por los transductores y convertidores A/D y/o D/A. De hecho, hay unos límites de error fijados para los transformadores de medida explicados con mucho detalle en [2].



ESTIMACIÓN DE ESTADO

Referente a los errores, se asumen una serie de características:

- Siguen una **distribución normal gaussiana**.
 - **Son independientes** (no tienen relación unos con otros).
 - Su **media es nula** (puede haber valores de error positivos y negativos).
 - Tienen una **desviación típica σ** que viene determinada por la precisión del instrumento y que se mide en la unidad del instrumento (kV, A, etc).
- [2]

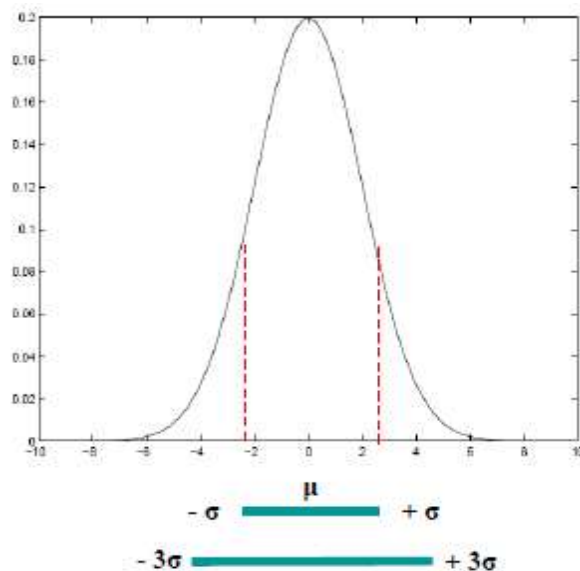


Figura 2 Distribución de los errores

Los errores gaussianos son los que siguen una distribución dada por la campana de Gauss. La estadística habla de que con una unidad de desviación típica respecto de la media se encuentra el 68'26% de los errores. Con una desviación de 3 veces σ aparecen el 99'74% de los errores, es lo que se puede considerar un error normal y esperable debido al instrumento de medida (ruido de la medida).

Otros errores de mayor magnitud son:

- **Errores extremos** ($>20 \sigma$): Errores que suelen identificarse en por la etapa de prefiltrado y se eliminan.



ESTIMACIÓN DE ESTADO

- **Errores grandes** (entre 3 y 20 σ): Pasan por detección e identificación lo cual requiere redundancia.

Por tanto los errores en medidas críticas (una sola medición con residuo cero) no son detectables.

Hay varios subtipos:

- Simples.
- Múltiples sin interacción (no tienen efecto el uno sobre el otro)
- Múltiples con interacción (medida errónea de V produce medida errónea de P y Q).

Los residuos de las medidas en términos absolutos no son un buen indicativo de análisis de medidas erróneas. Es necesario establecer un criterio relativo.

Según el criterio seleccionado para comparar el orden de magnitud del residuo se diferencian:

- **Residuos ponderados**: Comparan el residuo con la desviación típica del instrumento de medida.

$$r_i^w = \frac{|z_i - \hat{z}_i|}{\sigma_i} = \frac{|r_i|}{\sigma_i} \quad (1)$$

- Ventajas:
 - Su cálculo no conlleva elevados tiempos de computación.
 - Criterio empleado en el estimador de Huber.
- Inconvenientes:
 - No se compara el residuo con su propia desviación típica.
- **Residuos normalizados**: Comparan el residuo con la desviación típica de los residuos obtenida de la matriz de covarianzas. En los elementos no diagonales se establecen las relaciones entre las variables aleatorias (covarianzas) mientras que en la diagonal se establecen las varianzas de cada variable.

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11}^2 & \dots & & & \\ \dots & \dots & & & \\ & & \sigma_{ii}^2 & cov_{ij} & \\ & & cov_{ij} & \sigma_{jj}^2 & \end{bmatrix} \quad (2)$$



Un residuo normalizado de una medida es el cociente entre el residuo de la medida y su desviación típica.

$$r_i^N = \frac{|z_i - \hat{z}_i|}{\sqrt{R_r(i,i)}} \quad (3)$$

Si este residuo normalizado es mayor que 3 se puede plantear que el error no es gaussiano y la medida es incorrecta.

Se puede demostrar que en presencia de un error simple en el conjunto de medidas, el mayor valor de los residuos normalizados, se corresponde con el de la medida errónea.

Por supuesto, los errores no sólo provienen de las medidas que proporcionan los instrumentos. Puede haber errores topológicos, errores asociados al modelo del sistema, errores en los parámetros de red, errores matemáticos en la propia estimación, etc. La mayoría de los estimadores de estado comerciales no plantean realmente la existencia de este tipo de errores.

3.2. Etapas del proceso de Estimación de Estado

Debido a la presencia de estos errores, la estimación de estado no se limita a un reparto de cargas, sino que requiere de una serie de etapas.

A continuación se enumeran:

- **Procesador topológico:** Determina el estado de los elementos de corte para determinar la topología actual de la red.
- **Prefiltrado de medidas:** Se descartan medidas claramente erróneas automáticamente.
- **Análisis de observabilidad:** Comprueba que el número de medidas sea suficiente y correctamente distribuido geográficamente para poder estimar el estado.
- **Estimación de estado:** Etapa en la que el estimador de estado da una solución.
- **Detección de errores:** Se comprueba si hay errores, en caso de haberlos se vuelve a la etapa anterior para volver a estimar. Estos errores pueden ser por ejemplo valores anormalmente lejanos a la media.



3.3. Cálculo del estado estimado

El método más comúnmente empleado en el estimador de estado es el **método de mínimos cuadrados ponderados** (WLS). Consiste en darle un peso preferencial a aquellas medidas que tienen un valor más exacto y tiene como objetivo minimizar una función objetivo para así, proporcionar las medidas estimadas de la manera más rápidamente posible.

Se reciben un conjunto de telemidas z basándose en el hecho de querer estimar el estado x . Se considera por tanto un vector z compuesto por m medidas en función de n variables de estado. El sistema eléctrico quedará representado por una serie de ecuaciones no lineales $h(x)$ que expresan las medidas en función del vector estado. Queda en la ecuación también el error propio de la medida:

$$z = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (4)$$

La función objetivo se puede expresar como:

$$J(x) = [z - h(x)]^t W [z - h(x)] \quad (5)$$

En el punto mínimo, deberán cumplirse las condiciones de optimalidad de primer orden. Por tanto el gradiente debe ser cero, esto es:

$$\frac{\delta J(x)}{\delta x} = 0 \quad (6)$$

Por tanto, el resultado de la estimación en mínimos cuadrados es:

$$H^t(x) W [z - h(x)] = 0 \quad (7)$$

Siendo $H(x)$ la matriz jacobiana del vector $h(x)$:

$$H(x) = \frac{\delta h(x)}{\delta x} \quad (8)$$



ESTIMACIÓN DE ESTADO

Para resolver la ecuación (7), se deben tener en cuenta que no es lineal. Por tanto, para obtener el vector de estado se debe recurrir a un método iterativo. El método más efectivo y extendido es el Gauss-Newton (Newton-Rapson pero despreciando un término de segundo orden). Básicamente lo que se hace es linealizar el punto de trabajo, llegando a un sistema de ecuaciones lineal de dimensión n.

Este sistema está compuesto por las denominadas ecuaciones normales:

$$G(x_k)\Delta x = H^t(x_k)W[z - h(x_k)] \quad (9)$$

El proceso consiste en realizar una serie de iteraciones k. Cuando Δx es más pequeño que el límite de convergencia épsilon es cuando se da por terminado el cálculo. Este límite o cota de convergencia se fija buscando un equilibrio entre precisión y velocidad de cálculo. También se suele fijar un límite de iteraciones k.

G es la matriz de ganancia, cuyo valor es:

$$G(x^k) = H^t(x^k)WH(x^k) \quad (10)$$

Si la matriz jacobiana es de rango completo, entonces la matriz de ganancia G será definida positiva, en cuyo caso el sistema de ecuaciones normales tendrá una solución única respecto a la cual convergerá.

El procedimiento para resolver el sistema es el siguiente:

- Se parte de un estado con perfil plano.
- Se han de calcular los residuos.

$$\Delta z_k = z - h(x_k) \quad (11)$$

- Se obtiene el jacobiano y se calcula la matriz de ganancia G.
- Se resuelve el sistema de ecuaciones.



ESTIMACIÓN DE ESTADO

- Se actualiza el vector de estado con los incrementos de las variables.

$$x_{k+1} = x_k + \Delta x_k \quad (12)$$

- Si alguno de los elementos del vector Δx_k es mayor a la tolerancia se vuelve a realizar otra iteración a partir del paso 2. Una vez que los incrementos sean menores a la tolerancia, el problema ha convergido y se obtiene la solución buscada.

La interpretación geométrica de la solución óptima es que el vector de residuos r es ortogonal al jacobiano. El plano H es, al fin y al cabo, un plano tangente a la función no lineal.

En la matriz H , las columnas son las variables de estado del sistema y las filas las medidas obtenidas. Por tanto las dimensiones de la matriz H dependen del número de nudos del sistema y de las medidas de las cuales se disponga de los mismos. Los valores dependen del estado, se produce una actualización de la matriz en cada iteración.

En el programa también estarán implicadas las tomas de los transformadores como variable a estimar. En próximos apartados se explicará cómo se modifica la estructura del jacobiano para adaptarla a las necesidades de estimación de las tomas.

Las matrices por norma general son muy dispersas por lo que conviene almacenarlas y operarlas como tal con el fin de reducir el coste computacional de las operaciones matemáticas.

3.4. Método de resolución de las ecuaciones normales

Como se ha indicado anteriormente, se procede a plantear la estimación de estado utilizando las ecuaciones normales. Para resolverlas, se presentan aquí una serie de métodos, todos ellos destinados a resolver el producto $H^t \cdot W \cdot H$. Esta operación en particular es muy compleja y conlleva multitud de problemas si no se busca una manera más eficiente de realizarla.

Para calcularlo, se hará mediante la **factorización LU de Cholesky**. Hay que tener en cuenta que Cholesky introduce muchos fill-in en la matriz. Los fill-in son elementos que inicialmente eran 0 y tras ejecutar el algoritmo toman un valor distinto de 0 rellenando la matriz dispersa. Por tanto, es recomendable la eliminación gaussiana para mantener un cierto grado de dispersión.

Cholesky no calcula la matriz de ganancia G directamente sino que lo expresa como un producto de dos matrices, una triangular superior y una triangular inferior que son traspuestas. A partir de ahí, se obtiene la matriz de ganancia.



$$G = U^t \cdot U \quad (13)$$

Algunas características inherentes a la **factorización LU**:

- Es potencialmente inestable si el pivote es pequeño.
- Es estable para matrices diagonalmente dominantes y definidas positivas.
- Existe un mal acondicionamiento del sistema de ecuaciones, es decir, son propensas a dar errores inaceptables.
- Los pesos también afectan mucho, produciendo desescalamiento si son muy altos como en las medidas virtuales.
- La ventaja principal de Cholesky es que es barato computacionalmente, especialmente si se usan simplificaciones como la de Tinney.

Se procede a presentar brevemente otros métodos de resolución del sistema de ecuaciones normales.

Un método también muy extendido es el **Fast Decoupled SE** que particiona el problema en todo lo activo y lo reactivo. Así, desprecia términos que acoplan lo activo con lo reactivo dejando dos subproblemas mucho más sencillos que el problema original.

La matriz de ganancia queda constante y desacoplada, pero como se obvian algunos jacobianos durante el desacoplamiento, se introduce un error que hace que la solución sea inexacta o al menos no tan exacta como con otros métodos de cálculo.

Ventajas:

- Menores requerimientos de memoria.
- Mucho menos tiempo de computación.

Inconvenientes:

- Parámetros de línea o condiciones de operación violadas por las asunciones de desacoplamiento.
- Deterioro de la convergencia.
- Medidas de corriente no pueden ser desacopladas.



ESTIMACIÓN DE ESTADO

Otro método es la **factorización ortogonal**, donde se hace un problema equivalente quitando los pesos.

No se hace el cálculo de la matriz de ganancia G sino que se hace la descomposición ortogonal, haciendo que las matrices inversas coincidan con sus transpuestas. Esto es difícil de obtener y con alto coste pero son útiles si se consigue. Lo que se hace es aplicar transformaciones ortogonales en sus filas y convertirlas en matrices triangulares superiores.

Este método es más robusto pero es computacionalmente más caro.

En resumen:

Ventajas:

- Matriz de ganancia no se realiza. Numéricamente más estable que la LU (se trabaja con el producto de los jacobianos no con G , además pesos extremos tolerados).

Inconvenientes:

- Se tiene que obtener la matriz ortogonal Q , es una bastante densa y ello conlleva un alto coste computacional.

El **método híbrido** es semejante, hace la transformación ortogonal de H con lo que evita la necesidad de usar G y resuelve las ecuaciones normales mediante eliminación hacia adelante y sustitución hacia atrás sin tener que almacenar Q . H es más dispersa.

El último método que se explica en este documento es el **WLS SE**. En este método, se quitan las medidas virtuales y se procede a introducirlas como restricciones. Ahora se realiza la minimización sin tener en cuenta las medidas de tránsito. Así, se mejora el mal condicionamiento y se transforma el problema en un problema de optimización con restricciones de igualdad. Se tiene un sistema de ecuaciones no lineales linealizadas por Newton.

Ventajas:

- Se evitan pesos altísimos por lo que está mejor acondicionado.

Inconvenientes:

- Sistema no definido positivo por lo que es más complejo.

Se podría evitar el producto $H^T H$ definiendo los residuos como variables del problema. Es un sistema grande pero disperso. Si se implementa bien es más largo pero más rápido. Es considerado computacionalmente el más óptimo.



3.5. Observabilidad de las redes

El objetivo es que, dado todo el conjunto de medidas, **garantizar que se tienen suficientes para calcular el estado estimado** no siendo éste matemáticamente irresoluble. Si no es posible la estimación completa de todo el sistema, se analizan las medidas de forma que se puedan definir las zonas de la red donde se asegura el cálculo del estado estimado.

Este aspecto toma mucha importancia en este trabajo ya que aborda la estimación de estado en las escasamente observables redes de distribución. Como se verá en próximos apartados, en la práctica se requiere un alto nivel de penetración de elementos de medida como los concentradores, Smart meters, etc.

Desde el punto de vista de la observabilidad, las redes pueden ser:

- Red observable sin redundancia: El número de medidas linealmente independientes es exactamente igual al número de variables de estado. Todas las medidas son críticas y por tanto sus residuos no se pueden calcular.
- Red observable con redundancia: En este caso el número de medidas linealmente independientes es mayor que el número de variables de estado. Esto quiere decir que hay en determinados nudos una información extra que servirá para poder discernir mejor medidas imprecisas o erróneas.
- Red no observable: El número de medidas linealmente independientes es menor que el número variables de estado. En este caso no se puede calcular el estado ya que no se tienen suficiente información. Una opción para resolver el problema sería la incorporación de pseudomedidas, como por ejemplo datos históricos o medidas virtuales.

En definitiva, la condición necesaria es que **el número de medidas disponibles incluyendo la referencia de fase (linealmente independientes) debe ser al menos igual al número de variables de estado n** . Si además estas medidas son de naturaleza adecuada y están bien distribuidas, se tendrán las condiciones suficientes para garantizar la posibilidad de estimar el estado del sistema.

Para determinar la observabilidad se puede utilizar el **análisis numérico**, el cual analiza las características de las matrices implicadas en la resolución del problema. Puede producir errores por truncamiento.

Como ya es conocido, el problema de estimación de estado está en **calcular las ecuaciones normales** (8). Al triangular la matriz G utilizando Cholesky, se obtiene **U que es clave para la observabilidad:**



ESTIMACIÓN DE ESTADO

- Si en U no aparecen pivotes nulos su rango es n y el sistema es por tanto observable.
- Si durante el proceso de factorización aparecen pivotes nulos en U , es síntoma de que la matriz G es singular y por tanto el sistema es no observable.
- Si hay sólo un pivote nulo entonces el sistema solo requiere una referencia de fase para ser observable.
- Si hay varios pivotes nulos el sistema es no observable.

Quando hay más de un cero, la matriz indica que necesita más información. Habrá que separar tantas islas y elegir tantas referencias como pivotes nulos haya en U .



4. Justificación del uso de múltiples escenarios

4.1. Descripción de la problemática asociada

Hasta ahora nunca se había planteado esta necesidad de monitorización y operación, información en definitiva, en las redes de distribución. Por tanto, la inclusión de un estimador de estado en la red de distribución es un reto complicado debido a la escasez de medidas del sistema.

Las características de los cambiadores de tomas de regulación de los transformadores de transporte son muy diferentes a los de distribución. La norma IEC 60214-2 brinda una cierta estandarización a nivel global de ciertas características como los elementos de protección y seguridad, montajes recomendables, niveles de durabilidad, etc. [8]

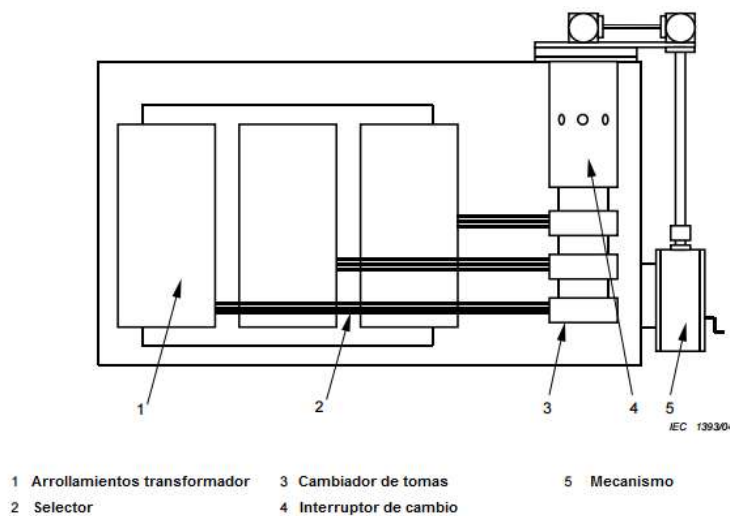


Figura 3 Ejemplo de montaje de cambiador de tomas en carga

En la siguiente tabla se muestran algunas diferencias:

TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
On Load Tap Changer (OLTC) Las tomas se cambian en carga	Off-Circuit Tap Changer (OCTC) Las tomas se cambian en vacío
Suelen emplear elementos electrónicos como tiristores	Accionamiento mecánico
Valor monitorizado	Valor poco conocido
Se conmuta varias veces al día	Se conmuta varias veces al año
Mayor número de posiciones	Menor número de posiciones

Tabla 1 Comparativa cambiador de tomas en distintos niveles de tensión



JUSTIFICACIÓN DEL USO DE MÚLTIPLES ESCENARIOS

La característica que más interesa en este trabajo es el número de tomas de regulación disponibles y sus valores. La norma no establece ningún valor fijo para ningún valor de tensión y deja libertad a los fabricantes.

Tal y como se refleja en la Tabla 1, los transformadores de transporte suelen tener un gran número de posiciones. Por el contrario, los transformadores de distribución suelen tener menos. En este proyecto se supondrán transformadores con cinco posiciones tal y como aparece en la figura 4.



Figura 4 Posiciones tomas de regulación

El software de estimación de estado que se presenta lo que hará será estimar las tomas empleando **la relación de transformación** como variable a estimar en lugar de la propia toma. Esto se hace así porque se utilizan ecuaciones menos lineales para estimar la relación de transformación.

Una vez se tiene la relación de transformación, la toma es simplemente la inversa de la relación de transformación. Introduciendo las medidas se obtendrá un valor numérico que corresponderá a una posición de la toma debido a que se encuentra dentro del rango que abarca dicha toma.

Si el error en la estimación es suficientemente grande, el estimador detectará que el valor estimado entra en un escalón adyacente, redondeando hacia una toma errónea. Este fenómeno se presenta gráficamente en la figura 5.



JUSTIFICACIÓN DEL USO DE MÚLTIPLES ESCENARIOS

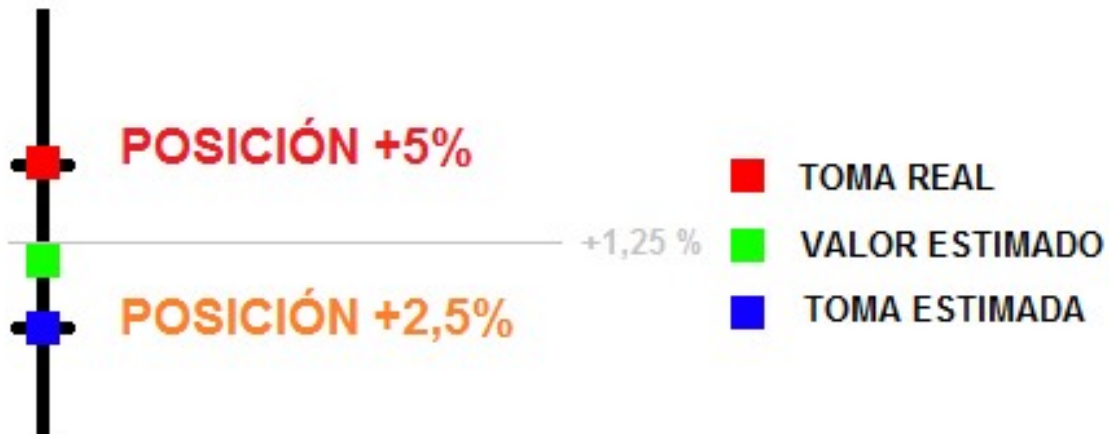


Figura 5 Error en la estimación de tomas

De esta manera se produce un error de un 2,5 % en el valor de la toma. Este fenómeno se pondrá de manifiesto cuando se realicen ensayos con un solo escenario.

El objetivo es añadir una serie de información extra gracias a múltiples escenarios para garantizar que la toma estimada sea la correcta. La manera de garantizar que esa toma estimada es la toma real es acotar el error dentro de ese intervalo de 1,25%.

Lo que en el laboratorio se trata como desviación típica, la industria lo trata como intervalo de error. La teoría estadística dice que con un nivel de confianza del 95%, los límites del error se pueden calcular multiplicando la desviación típica asociada a la medición por un número K , que es el factor de cobertura. El valor de este factor suele tomarse como 2, de manera que, puesto que se conoce el intervalo de error, se puede calcular la desviación típica precisa para garantizar que la estimación sea adecuada:

$$E = K \cdot \sigma$$

$$\sigma = \frac{1,25 \%}{2} = 0,625 \% \quad (14)$$

Por tanto el objetivo de este trabajo es que este método de estimación consiga una desviación típica estimada menor a 0,625% para así poder garantizar con un elevado nivel de confianza que la toma que se ha estimado es la toma real.

4.2. Estructura modificada del jacobiano

La estrategia que se sigue en el programa es la de la inclusión de un determinado número de escenarios de medida, número que va a ir de menos a más hasta conseguir acotar el error en la estimación de la toma.



JUSTIFICACIÓN DEL USO DE MÚLTIPLES ESCENARIOS

Un escenario por tanto es una fotografía de un estado puntual del sistema, del que se tiene toda la información de los dispositivos de medida instalados en los diferentes nudos del sistema. La introducción de nuevos escenarios se podría explicar cómo la inclusión de varios circuitos independientes dentro de la matriz jacobiana. La particularidad que aparece aquí es que en todos esos circuitos independientes se tienen variables comunes, que son las tomas de regulación que se quiere calcular.

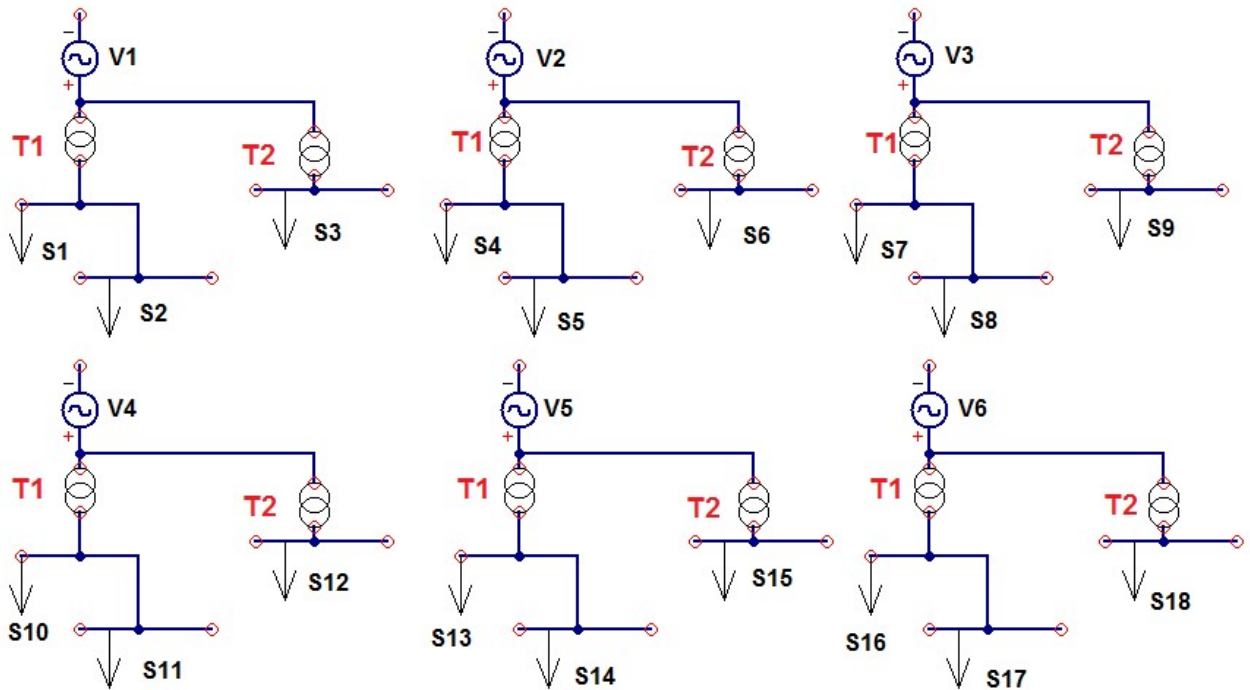


Figura 6 Ejemplo de red sencilla de seis escenarios

Lo que se está haciendo con esto es añadir más información a lo que ya se tendría con solamente un escenario e incluirla en el proceso matemático para hallar el estado estimado.

La justificación práctica de tomar las tomas de regulación de los transformadores como una variable única es sencilla. Las tomas de los transformadores de distribución son muy estacionarias, apenas se cambian unas veces al año o incluso no se cambian. Es por esto que, si se toman varios escenarios en intervalos de tiempo adecuados y se introducen tal y como se ha descrito, se está incluyendo más información al estimador para, no sólo la obtención del valor de la toma, sino también la detección de errores o la búsqueda de una posición de la misma más óptima.

Internamente desde el punto de vista matemático hay que realizar una serie de cambios en las matrices que forman parte de los cálculos del estado estimado y el resto de cálculos.

Primeramente, hay que cambiar la estructura del jacobiano. El jacobiano es una matriz con una dimensión de M filas por N columnas donde:



JUSTIFICACIÓN DEL USO DE MÚLTIPLES ESCENARIOS

- M es el número de medidas de las que se dispone. Es aquí donde se incluyen las tensiones, potencias, intensidades, fases, flujos, inyecciones, etc.
- N es el número de variables de estado que se estimarán. Con las tensiones y las fases de los nudos ya se podría calcular el estado del sistema. En este caso, puesto que se quiere calcular unos parámetros, las tomas de los transformadores, también aparecerían con sus propias columnas.

En la figura 7 se observa la estructura del jacobiano con múltiples escenarios. Debido a que, como se ha visto antes, los distintos escenarios son “circuitos independientes”, aparece una estructura de bloques en la que se encuentran las variables de estado de los escenarios referidas a las medidas de ese mismo escenario, como es lógico.

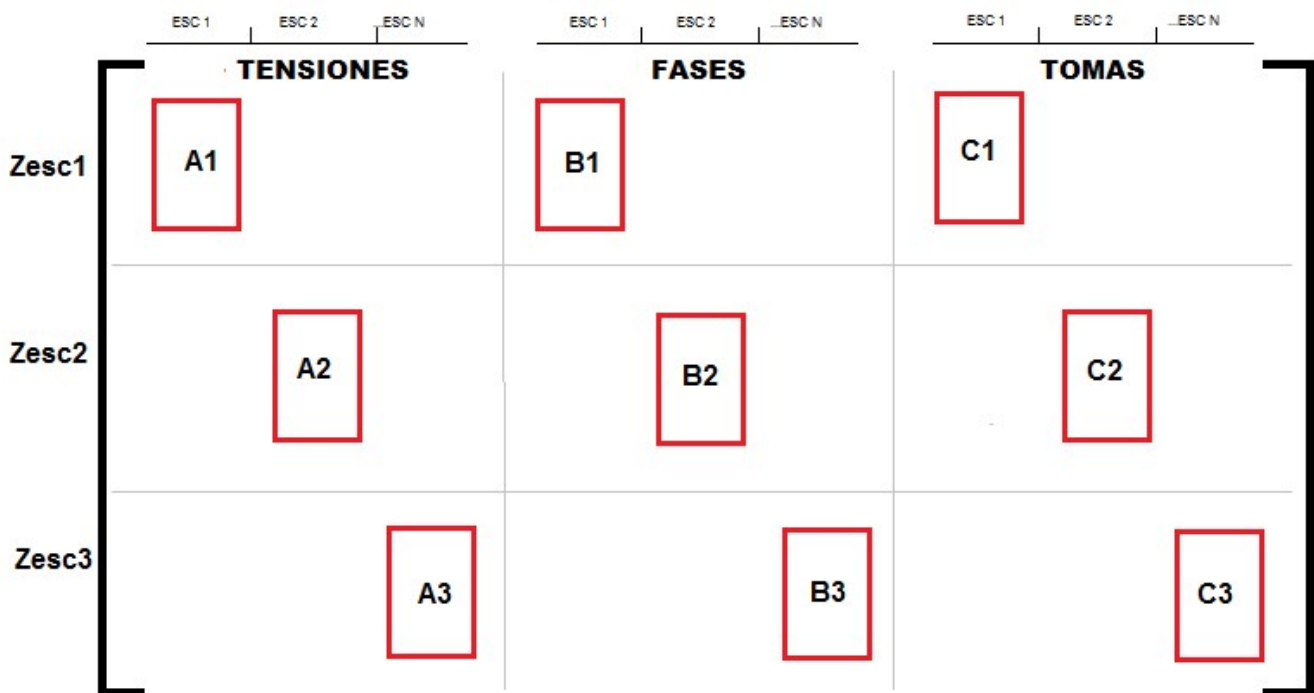


Figura 7 Estructura previa del jacobiano

Este fenómeno ocurre de manera idéntica para las tomas. Puesto que en un principio las tomas son también independientes unas de otras, aparecerán referidas por las medidas de su propio escenario.

La estrategia de cálculo para aumentar la precisión en la estimación de estado consiste en considerar esas tomas, que tienen un valor estacionario, como la misma variable. Es por esto que, ahora las tomas no sólo son referidas



JUSTIFICACIÓN DEL USO DE MÚLTIPLES ESCENARIOS

por medidas de su escenario sino que todos los escenarios aportan información para las tomas. Como consecuencia, el número de variables de estado ha disminuido pero las medidas de esos distintos escenarios siguen siendo independientes. Se tiene una mayor redundancia para poder estimar las tomas de forma más fidedigna.

La estructura del jacobiano es igual en lo que refiere a las tensiones y a las fases, las cuales siguen siendo independientes de unos escenarios a otros. Lo que cambia son los bloques de las tomas, se unifican las variables y por tanto quedan los bloques en unas columnas unificadas.

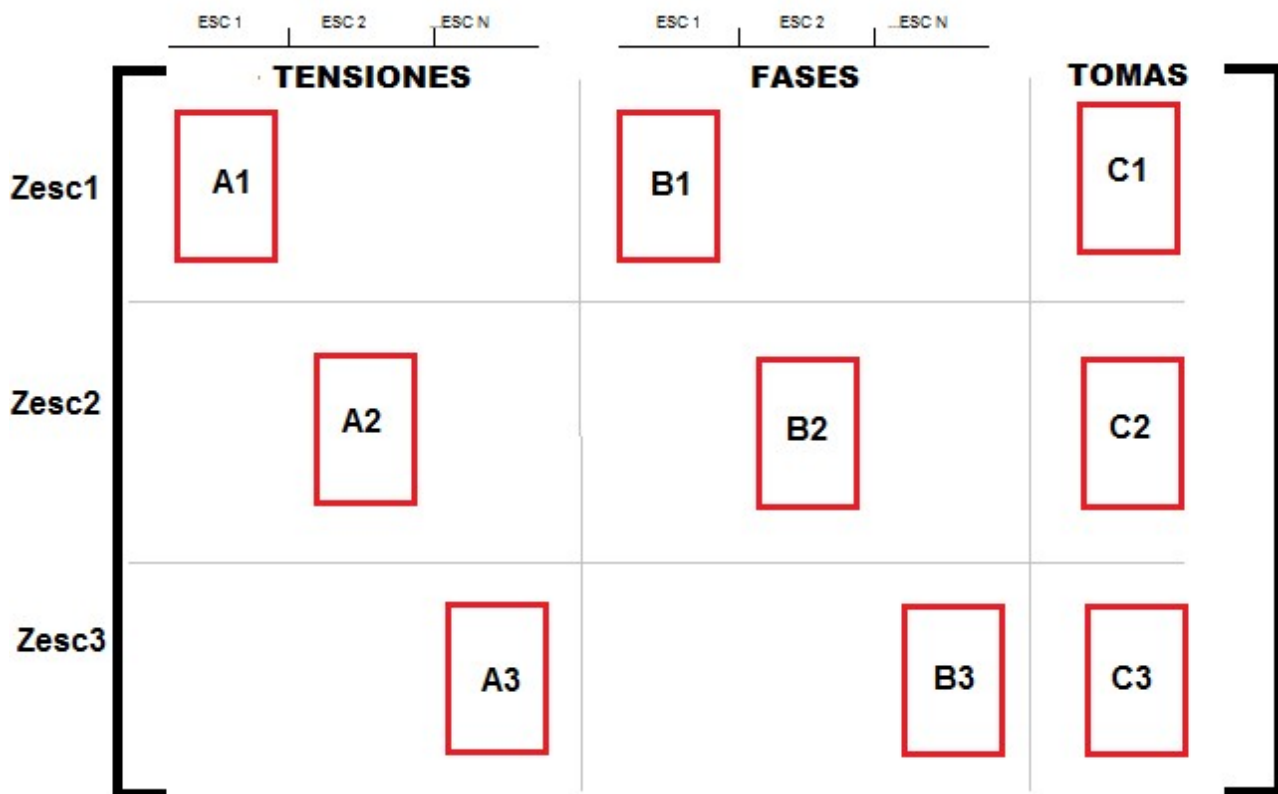


Figura 8 Estructura del jacobiano modificado

Una vez hecho esto, se procede con la resolución del sistema de ecuaciones normales como habitualmente, empleando este jacobiano modificado.

Tras la resolución del sistema, para calcular correctamente la desviación típica de las tomas estimadas se ha de tener en cuenta esta reestructuración que se ha hecho en el jacobiano.

Se calculan los residuos normalizados y posteriormente las desviaciones típicas estimadas de las tomas.



5. Estructura del programa

Tanto el estimador de estado como el algoritmo están programados en el lenguaje de programación de Matlab.

La estructura completa del programa se compone de tres subprogramas y un programa auxiliar y está representada en la figura 9:

- **Programa padre:** Se trata del programa que controla la ejecución del estimador. Con él, se consigue variar el número de escenarios a utilizar y poner un número de repeticiones por si se quisiera comprobar la reproducibilidad de los resultados.
- **Estimador de estado:** Es el programa que propiamente calcula el estado estimado a partir de una serie de ficheros, realiza todas las etapas de la estimación de estado vistas en el apartado 1.3, presenta los resultados y los almacena. Además, se encarga de calcular la desviación típica estimada de las tomas, cuya relevancia es la base que sustenta todo este trabajo, como se verá más adelante.
- **Selector de ficheros:** Se trata de un programa que elige los ficheros que utilizará el estimador de estado. Se requiere un fichero para la topología y parámetros de la red, uno de medidas y otro de configuración de la estimación.

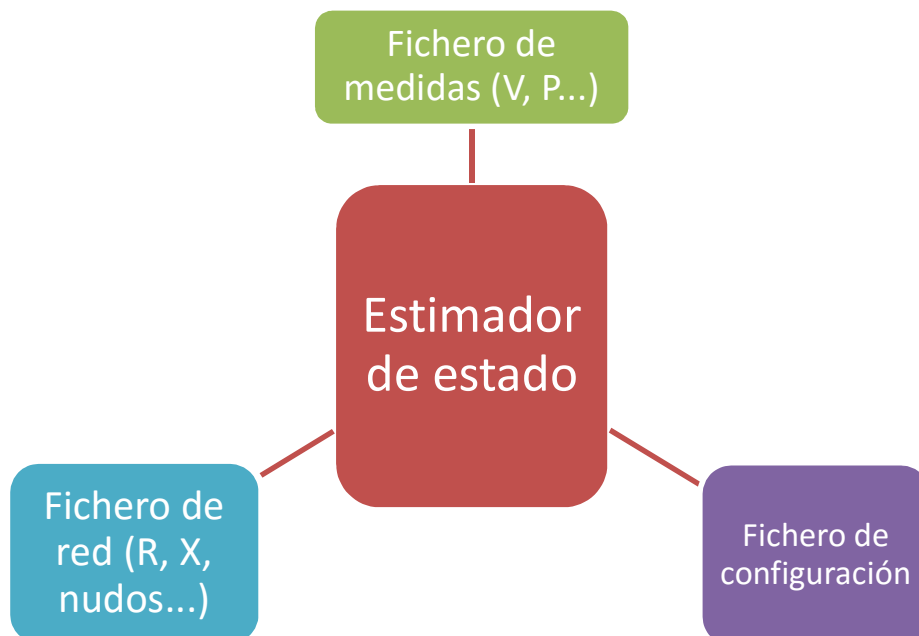


Figura 9 Esquema del selector de ficheros



ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

- Fichero de red: Incluye nudos, conexiones entre ellos e impedancias. También determina los transformadores existentes, las tomas a estimar y el valor de las mismas.
 - Fichero de medidas: Incluye medidas de todo tipo, ya sean tensiones, fases, inyecciones de potencias, inyecciones de intensidades, flujos de potencias, medidas de tomas, etc.
 - Fichero de configuración: Incluye la cota de convergencia, el número de iteraciones, el nivel de ruido, el número de escenarios a utilizar y otros parámetros.
- Generador de medidas: Es el programa auxiliar que se utiliza para generar escenarios nuevos, utilizando para ello el estimador de estado en modo reparto de cargas. Esto se consigue utilizando ficheros de medidas críticas, sin ningún tipo de redundancia. Es decir, realizando un reparto de cargas.

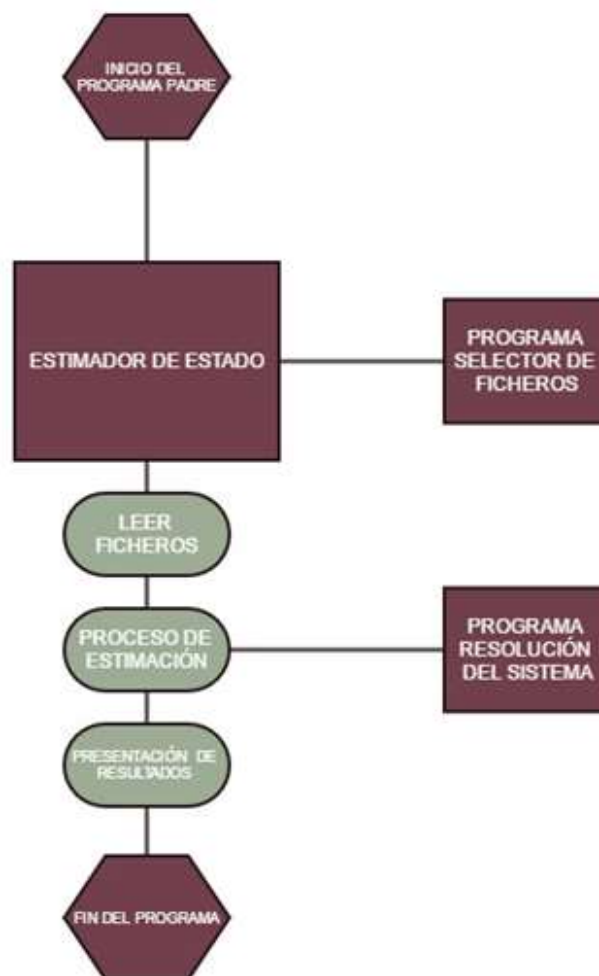


Figura 10 Diagrama de flujo programa



6. Metodología experimental

Una vez introducidos y desarrollados el objeto y la base teórica de este trabajo, se procede a explicar el conjunto de pruebas que se van a llevar a cabo para demostrar las virtudes que presenta esta estrategia de estimación de estado respecto a los métodos que se vienen haciendo hasta ahora en simulación.

Se trabajará con dos redes distintas:

- Una red muy sencilla de cinco nudos con dos tomas a estimar, que se empleará como red de puesta a punto del programa y de aplicación en ámbito académico.

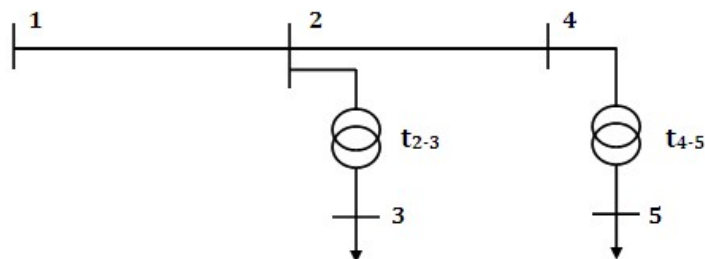


Figura 11 Red pequeña

Nudo origen	Nudo destino	R	X	B
1	2	0.0004	0.0006	0
2	3	0	0.02	0.08
2	4	0.0004	0.0006	0
4	5	0	0.02	0.08
TOMA		VALOR		
2-3		0'94		
4-5		0'94		

Tabla 2 Datos de la red tutorial

- Una red de distribución estandarizada europea con 27 nudos, donde se podrá emular un caso más real en un escenario de Smart grid. Empleando Matlab, se generarán una serie de escenarios con características propias dependiendo del tipo de ensayo que se realice.



METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

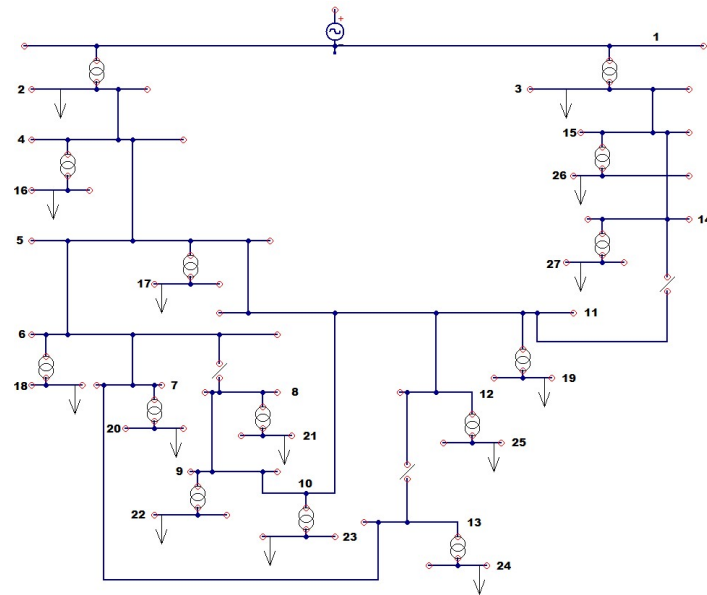


Figura 12 Red Distribución estandarizada

Nudo origen	Nudo destino	R	X	B
1	3	0.0004	0.048	0
1	2	0.0004	0.048	0
2	4	0.0035	0.005	0.0054
9	10	0.0096	0.138	0.0015
9	8	0.0041	0.0059	0.0006
4	5	0.0554	0.0791	0.0084
5	6	0.0076	0.0109	0.0012
5	11	0.0163	0.0233	0.0025
6	7	0.0070	0.0100	0.0011
7	13	0.0193	0.0276	0.0029
12	11	0.0209	0.0300	0.0032
11	10	0.0040	0.0057	0.0006
15	14	0.0381	0.0274	0.0004
3	15	0.0624	0.0447	0.0006
4	16	0.06687	2.6688	0
5	17	0.1656	0.6656	0
6	18	0.2000	0.8000	0
11	19	0.1000	0.4000	0
7	20	0.1000	0.4000	0
8	21	0.2000	0.8000	0
9	22	0.1656	0.6656	0
10	23	0.1000	0.4000	0
13	24	0.1656	0.6656	0
12	25	0.6687	2.6688	0
15	26	0.6687	2.6688	0
14	27	0.1000	0.4000	0
TOMAS		VALOR		
4-16		0'95		
5-17		0'95		
6-18		0'95		
11-19		1'025		
7-20		0'975		
8-21		0'975		
9-22		0'975		
10-23		1'025		
13-24		1'05		
12-25		1'025		
15-26		1'05		
14-27		1'05		

Tabla 3 Datos de la Red de Distribución Europea



6.1. Generación de los escenarios

Una vez ya se tiene la red con su topología y sus impedancias correctamente representadas en un archivo legible para el programa, el siguiente paso consiste en obtener una serie de escenarios de los cuales se obtendrá la información en forma de medidas y su desviación típica para poder así calcular el estado estimado que se trate con sus tomas de regulación.

Si a un estimador de estado se le proporciona un número de medidas igual a las variables de estado de la red y correctamente localizadas de manera que el sistema sea observable, entonces todas las medidas que se le están aportando son críticas. De esta manera, el estimador de estado funciona como un reparto de cargas y proporciona el estado de ese sistema. Esto sumado a un pequeño programa auxiliar, servirá para generar distintos escenarios con distintas situaciones.

La naturaleza de los escenarios puede ser variopinta, ya que siempre incorporan información adicional al estimador. Se creyó conveniente simular unas condiciones variadas de carga, para comprobar su efecto sobre la precisión de la estimación de tomas. Por tanto, a partir de un valor cercano a la saturación de la línea, se pretendió emular un perfil de cargas típico en el que se toma un escenario para cada hora del día.

Hora del día	Porcentaje de carga
0:00	35%
1:00	29%
2:00	25%
3:00	18%
4:00	15%
5:00	10%
6:00	16%
7:00	33%
8:00	53%
9:00	77%
10:00	86%
11:00	90%
12:00	92%
13:00	88%
14:00	84%
15:00	73%
16:00	78%
17:00	80%
18:00	83%
19:00	80%
20:00	87%
21:00	100%
22:00	84%
23:00	54%



Tabla 4 Perfil de carga de los escenarios

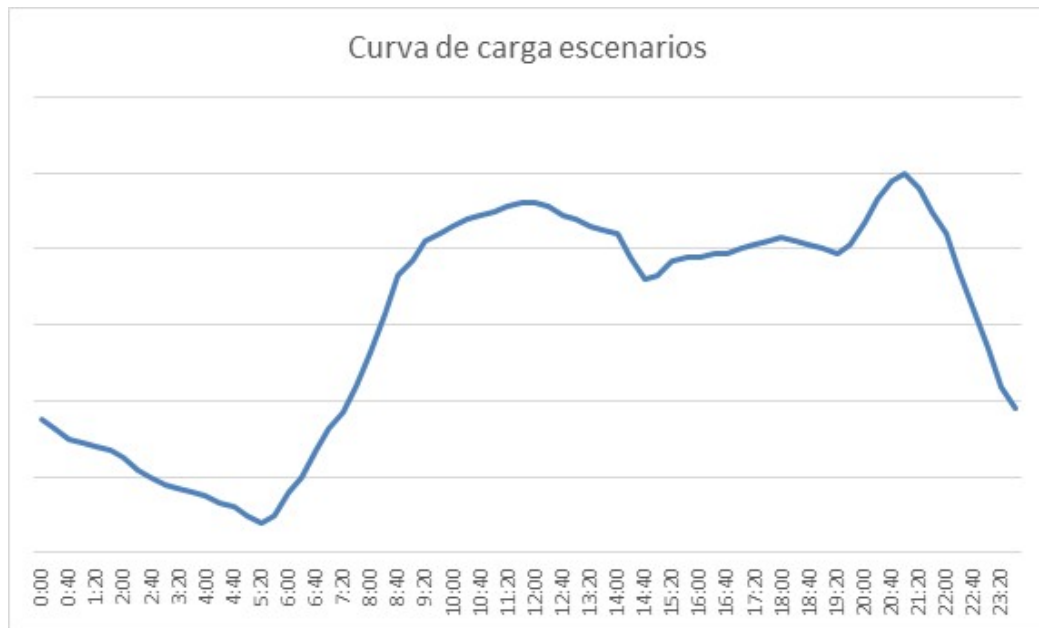


Figura 13 Perfil de carga de escenarios generados

La elección de este perfil no es una mera casualidad ya que se ha pretendido que siga el patrón de consumo que se da en un día normal en España.

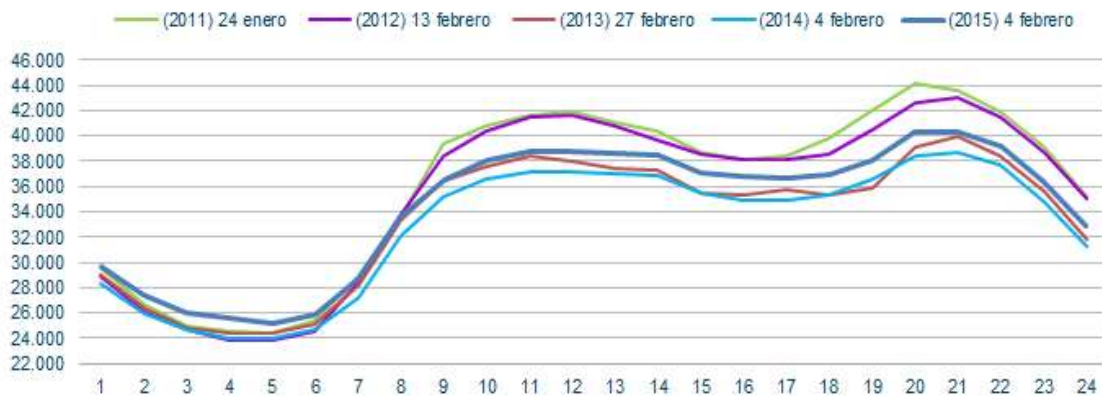


Figura 14 Perfil de carga de días de demanda máxima. Fuente: REE

6.2. Desviación típica de las medidas

Una vez se tienen los escenarios generados, no se debe olvidar que se tienen una serie de estados exactos provenientes de un reparto de cargas con medidas críticas. Por tanto la medida de la toma evidentemente es exacta y coincide con el valor que se estipuló al generar la red.



Fuera de este “laboratorio”, como es sabido y como se comentó en la introducción, los instrumentos de medida cometen un error asociado a la medición de tipo gaussiano si entra dentro del ruido normal o no gaussiano si es un error grande de otra naturaleza.

Los instrumentos de medida tienen una desviación típica asociada que depende de factores como la clase, el tipo de medida (simple como una tensión o compuesta como una potencia), las posibles interferencias, etc.



Figura 15 Transformador de medida en subestación

Es bien conocido que los elementos de medida de alta tensión tienen una desviación típica menor, son los elementos empleados en redes de transporte mayores de 220 kV y en redes de subtransporte de 132 kV. Posteriormente se encontrarían los elementos de medida de la red de media tensión y por último de baja tensión con niveles de precisión decrecientes.

En este proyecto se han utilizado unos niveles de desviaciones típicas proporcionados por compañías distribuidoras al departamento de ingeniería eléctrica, para asociar a las magnitudes analógicas.

Las desviaciones típicas utilizadas en los ensayos son:

- Medidas de tensión en MT: 0,005
- Medidas de flujo de potencia activa en MT: 0,01
- Medidas de flujo de potencia reactiva en MT: 0,005

- Medidas de tensión en BT: 0,008
- Medidas de inyección de potencia activa en BT: 0,03
- Medidas de inyección de potencia reactiva en BT: 0,015



METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La desviación típica de las medidas de tomas de regulación sí es un elemento cuyo cariz conlleva una mayor problemática. La mayoría de las compañías distribuidoras utiliza soportes de papel para registrar el valor de las tomas de dichos transformadores ya que no suelen estar monitorizados. El hecho de que en muchas ocasiones no se conozcan estos valores justificará los próximos ensayos sin medidas de tomas.

Para intentar emular un cierto conocimiento del valor de la toma, asignará una desviación típica de un 12% sobre su valor. Un valor diferente de esta desviación típica se verá que simplemente implicará el uso de un mayor o menor número de escenarios para alcanzar la desviación típica estimada deseada para las medidas de tomas.

Pero además de medidas aportadas por instrumentos de medida, en un sistema real siempre se cuenta con medidas virtuales que son incluidas en el sistema. Estas medidas son las inyecciones de potencia tanto activa como reactiva en nudos de tránsito. Los nudos de tránsito son nudos que no tienen generación ni tampoco consumo, por lo que se pueden tomar inyecciones de potencia en esos nudos como nulas.

Una problemática asociada al uso de medidas virtuales es el peso que se les asigna, que suele ser muy elevado. Esto puede producir problemas de condicionamiento del sistema de ecuaciones normales al haber grandes diferencias entre los pesos. Se les dará una desviación típica del orden de 10^{-5} .

En la siguiente tabla se establecen las equivalencias entre la red de distribución real y las redes empleadas en las simulaciones del proyecto:

RED DE DISTRIBUCIÓN REAL	REDES PARA ENSAYOS
Medidas procedentes de los instrumentos de medida	Medidas del estado obtenidas mediante la realización de un flujo de carga
Errores en las medidas asociados a los instrumentos de medida y a la transmisión de datos	Error gaussiano introducido por el programa a partir de su desviación típica asociada
Cargas reales	Cargas formando un perfil de cargas que emule situaciones reales
Topología de la red de distribución	Topologías para uso académico e investigador
Posiciones de tomas reales	Posiciones de tomas prefijadas por los ficheros de red
Valores de parámetros como resistencia, inductancia reales.	Valores fijados en el fichero de red

Tabla 5 Comparativa red de distribución y redes de ensayo

Se elige como potencia base 1 MVA. La razón de esto proviene por el valor de las potencias activas de los puntos de consumo de la red de distribución que son de alrededor de 1 MW.



7. Ensayos en Red Tutorial

7.1. Ensayo 1: Estimación sin medidas de tomas

Esta primera red de tamaño pequeño servirá como una primera toma de contacto con el programa. Se usará para analizar el alcance de la solución planteada en este documento.

Para ello, se va a realizar este ensayo y otros ensayos variando el número de escenarios y comprobando el efecto del mismo en la desviación de la medida de tomas estimada.

La red utilizada es la red de 5 nudos que se comentaron previamente:

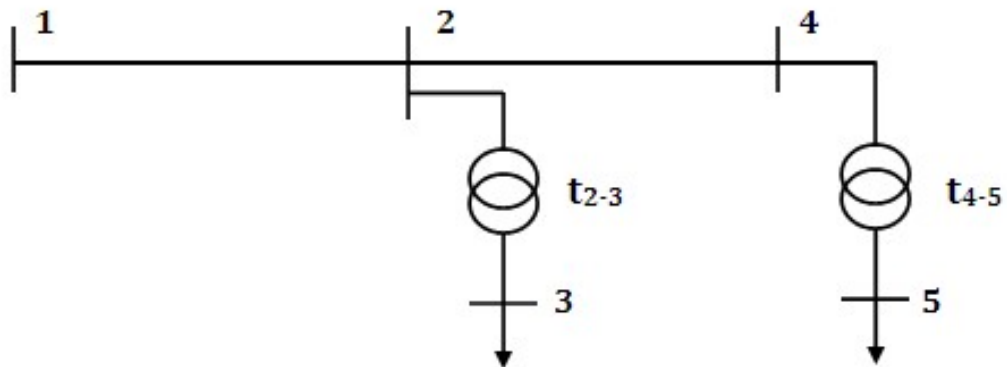


Figura 16 Red para primeros ensayos

El conjunto de medidas disponibles es:

- Fase del nudo slack.
- Tensión en la cabecera del feeder (nudo 1) y en los puntos de consumo (nudos 3 y 5).
- Medidas de inyección de potencia activa y reactiva en los puntos de consumo.
- Medida de flujo de potencia activa y reactiva en la rama del feeder a la salida del transformador de AT/MT.
- Medidas de inyección de potencia activa y reactiva en los nudos de tránsito, con un alto peso.

Estas medidas tienen un ruido relacionado con su desviación típica. Se va a prestar atención también el efecto que tendrán distintos niveles de ruido en la exactitud de las medidas y en la influencia del número de escenarios.



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

En este apartado se va a evaluar especialmente la influencia del número de escenarios que se empleen en la estimación de las tomas de estado. Se pretenden estimar las tomas de ambos transformadores de distribución.

Se realiza el primer ensayo con un solo escenario. Las desviaciones típicas de las tomas estimadas que se obtienen son, siendo N el número de escenarios incluidos en la simulación:

N	STD TOMA 1	STD TOMA 2
1	0,01872	0,01822

Tabla 6 Desviaciones típicas estimadas para un escenario

Es decir, que gracias a la información obtenida del conjunto de medidas, se puede obtener el valor de la toma con esa precisión. Recordando la explicación acerca del intervalo de error y los errores de escalón que se comentaron en el apartado 3, con ese valor de desviación típica se plantea una incertidumbre aún más alta, pudiendo existir una equivocación en la toma estimada y teniendo pues una baja confiabilidad.

A modo de comprobación, si se repite el proceso 70 veces, se estimarán 70 valores diferentes. Algunos se acercaran más a la toma real y otros menos quedando esa incertidumbre que se ha comentado. Para ver cuantas medidas se acercan al valor real de la toma y cuales aparecen más lejanas, se pueden registrar los resultados en una matriz y preparar un histograma con todos ellos. Concretamente el valor real de la toma 1 que es la que se muestra en la figura 17 es de 0'94:

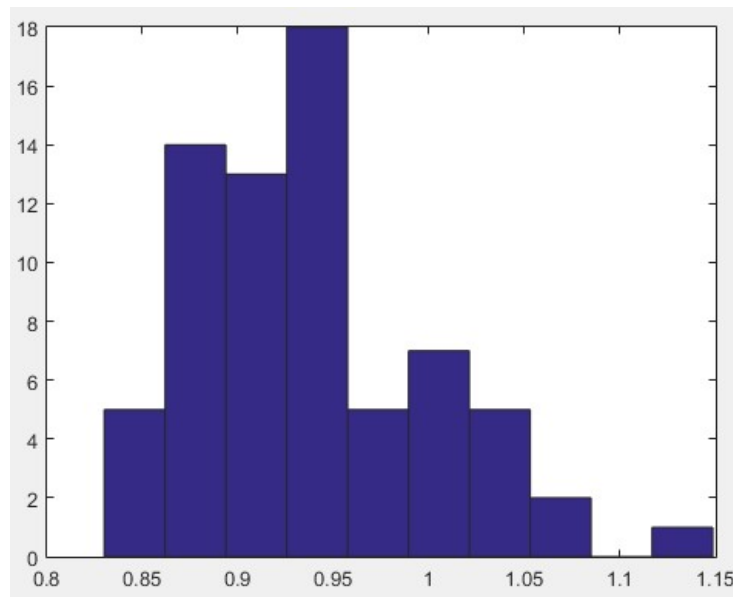


Figura 17 Histograma de estimaciones de la toma 1 con 1 escenario



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

En primer lugar se observa que, a pesar de ser un número no muy alto de repeticiones, el histograma comienza a presentar un perfil de tipo gaussiano alrededor del valor real de 0'94. Se puede ver que hay multitud de simulaciones cuya estimación es muy mala y dista mucho del valor real.

Intuitivamente se podría plantear realizar un número considerable de ensayos para, posteriormente, calcular la media de todas las estimaciones y obtener el valor real de la toma. Ahora bien, se debe tener en cuenta que aquí se está hablando de ensayos de laboratorio en los que se conoce perfectamente el valor de la toma real ya que se fija de antemano. Por tanto en un entorno real esto no serviría.

Hasta ahora, con los métodos tradicionales de estimación, sería imposible mejorar este resultado y en la operación y monitorización de esta red no habría más remedio que convivir con esta incertidumbre. Pero ahora se va a emplear el método de los múltiples escenarios, se añadirá un escenario más tal y como se vio en el apartado 4 del presente documento.

N	STD TOMA 1	STD TOMA 2
1	0,01872	0,01822
2	0,01291	0,01252

Tabla 7 Desviaciones típicas estimadas en red pequeña con hasta dos escenarios

Indudablemente se percibe una mejoría con la reducción de la desviación típica de alrededor de un 30%. La información extra que aporta el otro escenario ha sido muy positiva para reducir dicha desviación.

Aún sigue siendo un valor alto, con el objetivo de seguir reduciendo dicha estimación, se harán simulaciones con 3, 4 y 5 escenarios.

N	STD TOMA 1	STD TOMA 2
1	0,01872	0,01822
2	0,01291	0,01252
3	0,01060	0,01038
4	0,00917	0,00894
5	0,00819	0,00795

Tabla 8 Desviaciones típicas estimadas en red pequeña con hasta cinco escenarios

La reducción de desviación típica estimada continua de forma muy satisfactoria, aunque bien es cierto que las reducciones son cada vez menores. Ahora bien, con sólo cinco escenarios se ha reducido la desviación típica estimada a menos de la mitad de su valor original, sin ningún instrumento de medida adicional, simplemente empleando estados anteriores. La mejoría y la utilidad de este método son innegables.



Si ahora se repite el ensayo con cinco escenarios 70 veces, tal y como se hizo con 1 escenario, se obtiene un histograma como el que aparece en la figura 18:

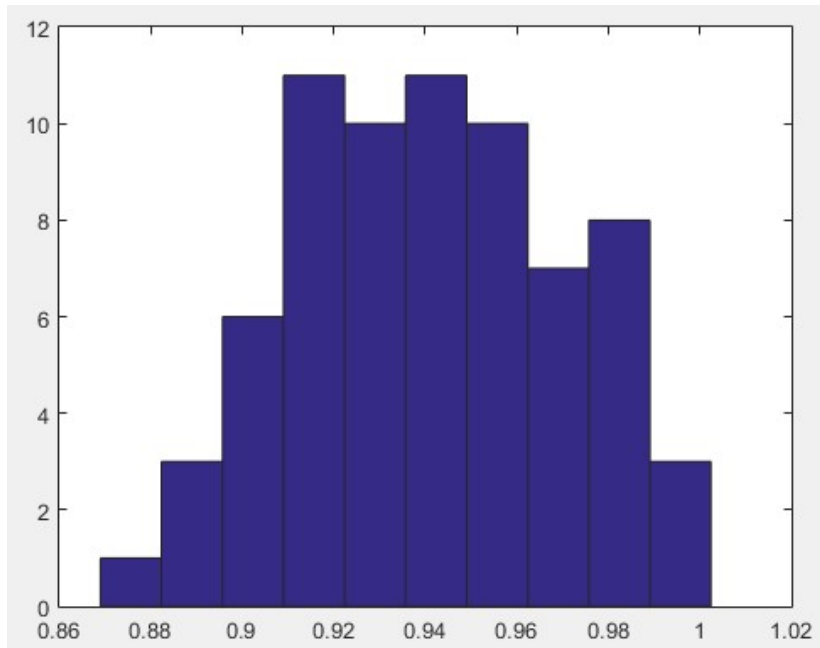


Figura 18 Histograma de estimaciones de la toma 1 con 5 escenarios Ensayo 1

Se sigue manteniendo la forma gaussiana alrededor del valor real de 0,94. La diferencia clara entre este histograma y el que aparece en la figura 17 es que el intervalo de valores que se observa en el eje de abscisa es ahora más pequeño. Esto quiere decir que al aumentar el número de escenarios, al disminuir la desviación típica de la medida de toma estimada, la incertidumbre de la medida baja.

Parece lógico pensar que, conforme se añadan más y más escenarios se debería reducir la desviación típica y reducir este intervalo de incertidumbre. Ciertamente será útil añadir escenarios (y en contrapartida hacer el jacobiano cada vez más grande y complejo) hasta que se obtenga un valor de desviación típica de las medidas de toma estimadas de menos de 0,00625, tal y como está justificado en el apartado 3 de este documento. Se va a ir haciendo ensayos aumentando progresivamente el número de escenarios que se incluyen en los cálculos hasta llegar a los 24 que se tienen disponibles por cada hora de un día. Los resultados de estos ensayos se recogen todos ellos en la tabla 9 que se incluye a continuación.

En esta tabla se ve como la tendencia continua, reduciéndose progresivamente la desviación. El dato clave de esta tabla corresponde a la fila 9, ahí es cuando en ambas tomas se obtiene la desviación típica objetivo y es ahí por tanto donde se deberá finalizar el programa. Se ha obtenido pues el



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

número de escenarios que es necesario utilizar para tener una garantía total de que la toma estimada coincide con la toma real. En este caso nueve.

N	STD TOMA 1	STD TOMA 2
1	0,01872	0,01822
2	0,01291	0,01252
3	0,01060	0,01038
4	0,00917	0,00894
5	0,00819	0,00795
6	0,00749	0,00729
7	0,00699	0,00679
8	0,00650	0,00631
9	0,00609	0,00590
10	0,00580	0,00562
11	0,00549	0,00534
12	0,00527	0,00509
13	0,00504	0,00488
14	0,00485	0,00472
15	0,00470	0,00455
16	0,00466	0,00451
17	0,00454	0,00441
18	0,00438	0,00425
19	0,00429	0,00414
20	0,00416	0,00404
21	0,00403	0,00390
22	0,00395	0,00382
23	0,00386	0,00373
24	0,00377	0,00365

Tabla 9 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 1

A continuación, se representa gráficamente la evolución de la desviación típica estimada de las tomas 1 y 2 respecto al número de escenarios utilizado en su cálculo.



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

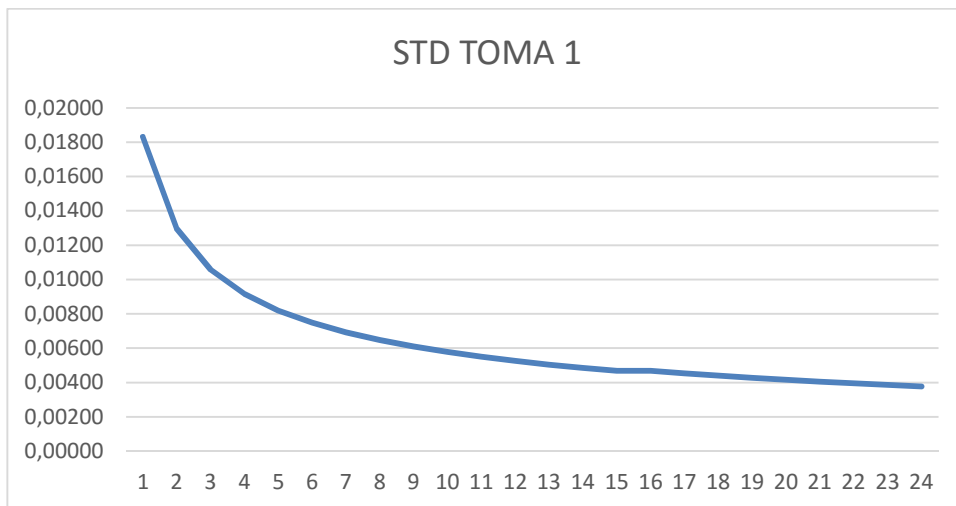


Figura 19 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 1

Se observa como en un principio la tasa de variación de la desviación típica respecto al número de escenarios es más grande tal y como se vio claramente en los números. El valor buscado se obtiene con esos 9 escenarios y si se aumenta el número de escenarios no se consigue ningún beneficio significativo, habiendo además una especie de asíntota o estancamiento de la reducción importante.

Si se representa gráficamente lo que acontece con la desviación típica de la toma 2:

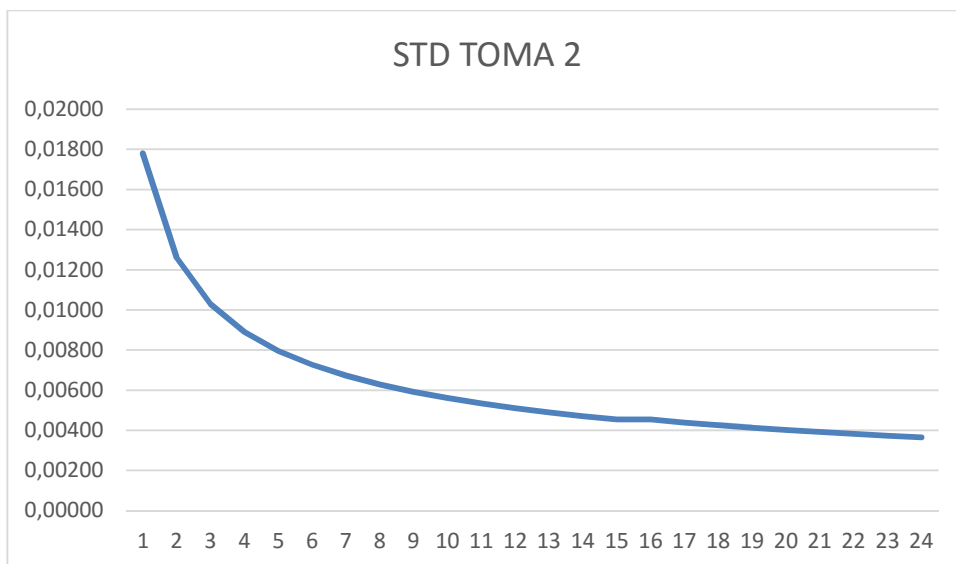


Figura 20 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 1

El fenómeno es muy similar. Se ha de recordar que los distintos escenarios seguían un perfil de cargas que imitaba el consumo diario típico. Viendo los perfiles de las disminuciones de forma tan uniforme, se podría pensar que el nivel de carga no tiene excesiva importancia siendo un efecto de segundo orden. Se incidirá en este punto en próximos ensayos.



7.2. Ensayo 2: Estimación con medida de tomas

En este ensayo se van a emplear las mismas medidas que en el caso anterior pero añadiendo unas medidas de tomas con la desviación típica de 0'12 que se justificó en el apartado 5.2. Por tanto, se tomarán unas medidas con una calidad bastante mala basadas en la gran incertidumbre que existe alrededor de estas medidas de tomas en las compañías distribuidoras. Se comprobará si el uso de este algoritmo supone una ventaja y la influencia del número de escenarios.

Los resultados obtenidos se encuentran en la tabla 10. La principal diferencia que se observa es que las desviaciones típicas se reducen ligeramente. De hecho, en la toma 2 se podría calcular su valor sin error alguno a partir del octavo escenario.

N	STD TOMA	
	1	2
1	0,01860	0,01790
2	0,01296	0,01264
3	0,01058	0,01028
4	0,00897	0,00875
5	0,00810	0,00790
6	0,00737	0,00718
7	0,00683	0,00663
8	0,00636	0,00619
9	0,00599	0,00583
10	0,00577	0,00563
11	0,00548	0,00533
12	0,00524	0,00513
13	0,00501	0,00488
14	0,00480	0,00468
15	0,00464	0,00452
16	0,00467	0,00453
17	0,00453	0,00440
18	0,00440	0,00429
19	0,00426	0,00413
20	0,00413	0,00401
21	0,00403	0,00392
22	0,00391	0,00381
23	0,00383	0,00373
24	0,00373	0,00362

Tabla 10 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 2



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

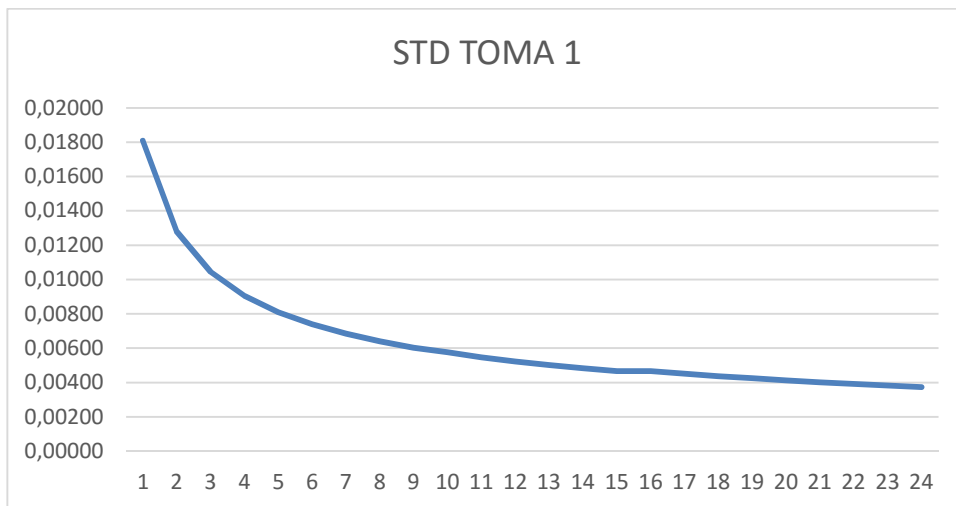


Figura 21 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 2

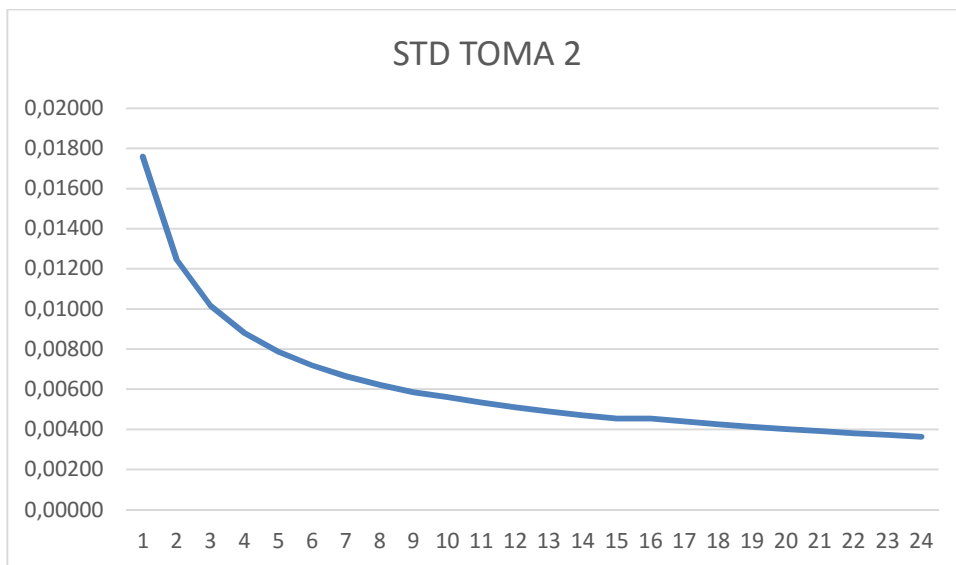


Figura 22 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 2

Se procede a introducir medidas de tomas erróneas (un 5% de desvío respecto al original). Los resultados que se obtienen son bastante positivos:



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

N	STD TOMA 1	STD TOMA 2
1	0,01815	0,01757
2	0,01287	0,01252
3	0,01035	0,01014
4	0,00904	0,00881
5	0,00805	0,00780
6	0,00731	0,00712
7	0,00680	0,00663
8	0,00644	0,00628
9	0,00604	0,00585
10	0,00572	0,00558
11	0,00548	0,00533
12	0,00520	0,00505
13	0,00503	0,00490
14	0,00481	0,00469
15	0,00469	0,00457
16	0,00465	0,00451
17	0,00452	0,00439
18	0,00440	0,00428
19	0,00426	0,00415
20	0,00415	0,00404
21	0,00401	0,00390
22	0,00392	0,00381
23	0,00383	0,00372
24	0,00372	0,00363

Tabla 11 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 2 con medida errónea

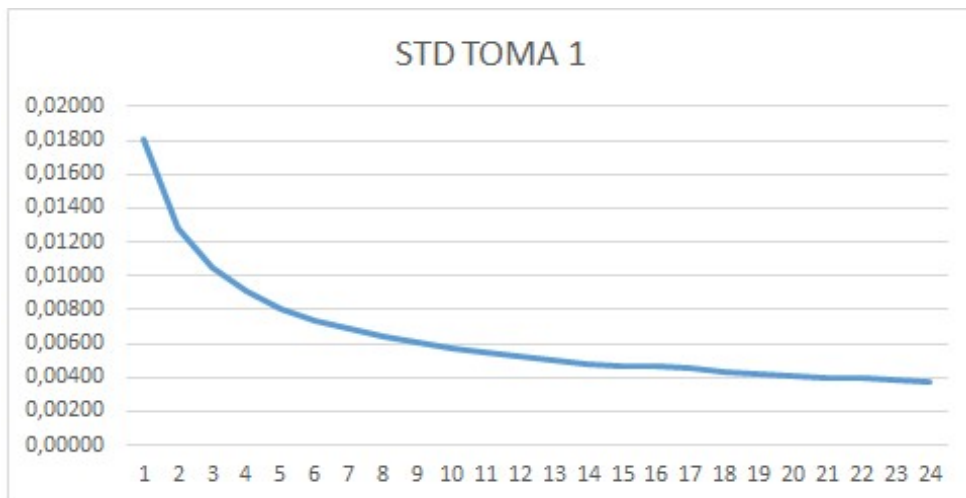


Figura 23 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 2 con medida errónea

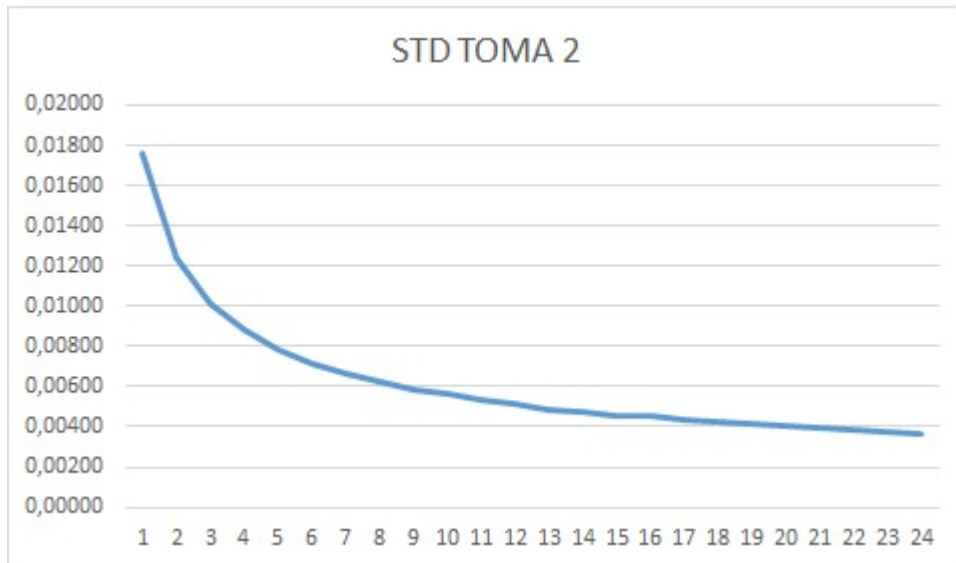


Figura 24 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 2 con medida errónea

Por tanto siempre es preferible el uso de medidas de tomas, ya que le da un punto de partida al estimador más exacto alrededor del cual moverse.

7.3. Ensayo 3: Estimación con medida de tomas de desviación típica baja

La mejora proporcionada por las medidas de tomas en el ensayo 2 no fue muy significativa. Con motivo de determinar las razones para este hecho, se procede a realizar un ensayo con las mismas medidas que en el ensayo 2 pero con una desviación típica de las medidas de tomas muy inferior. Concretamente se disminuirá este valor a un sexto del ensayo anterior.

Los resultados obtenidos quedan reflejados en la tabla 12. Se puede comprobar como hay una reducción muy significativa de todas las desviaciones típicas estimadas. Este efecto es positivo, más si cabe al verse como solamente se requieren 5 escenarios en esta ocasión para obtener un valor de desviación típica por debajo de los 0,00625.

Se sacan dos conclusiones rápidamente de esto:

- Las medidas de tomas interesan, añaden una información que es muy útil al estimador ya que parte se moverá alrededor de dicho valor por muy inexacto que este sea.
- La desviación típica de todas las medidas interesa que sea lo más bajo posible, como es lógico y era de esperar. No se puede a corto plazo



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

reducir las desviaciones asociadas a los instrumentos de medida, pero un conocimiento mayor de la red de distribución, una monitorización prolongada o simplemente el uso de datos históricos, permitirá contar con unas medidas de tomas con un rigor mayor que aumentará su peso. En el ensayo 2 no hubo mejora significativa porque las medidas eran de baja calidad.

N	STD TOMA	
	1	2
1	0,01339	0,01316
2	0,00951	0,00937
3	0,00773	0,00760
4	0,00672	0,00660
5	0,00600	0,00590
6	0,00546	0,00538
7	0,00507	0,00498
8	0,00473	0,00466
9	0,00445	0,00438
10	0,00440	0,00424
11	0,00437	0,00417
12	0,00430	0,00411
13	0,00418	0,00407
14	0,00401	0,00402
15	0,00382	0,00400
16	0,00380	0,00395
17	0,00377	0,00391
18	0,00371	0,00387
19	0,00357	0,00385
20	0,00344	0,00371
21	0,00328	0,00363
22	0,00319	0,00352
23	0,00309	0,00338
24	0,00307	0,00333

Tabla 12 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 3

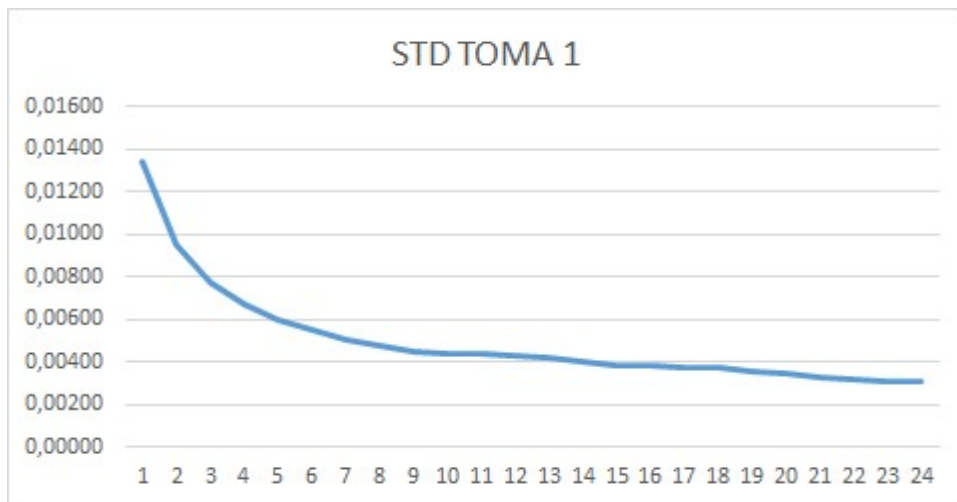


Figura 25 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 3

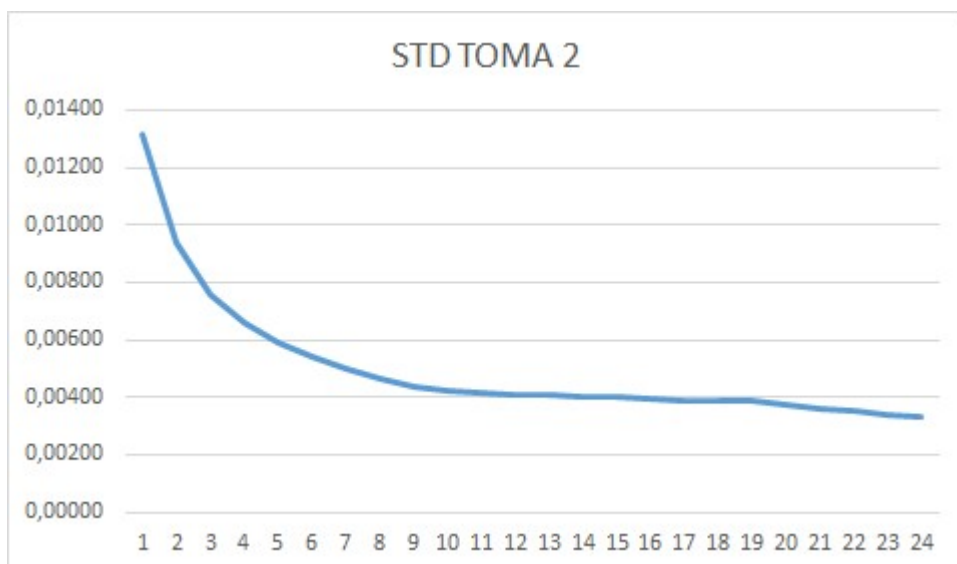


Figura 26 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 3

7.4. Ensayo 4: Implementación de generación distribuida

Hasta ahora se ha trabajado con una red de distribución de tipo tradicional en la que los flujos de potencia siempre van de niveles de mayor tensión a niveles de menor tensión, esquema tradicional del sistema eléctrico.



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

Sistema del pasado	Sistema del futuro
Generación Centralizada	Generación Distribuida

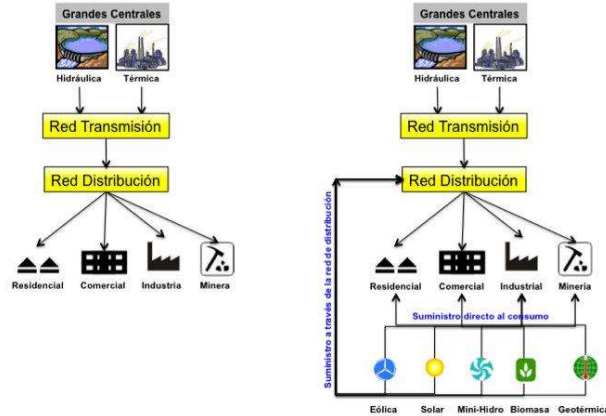


Figura 27 El papel de las DER en las redes de distribución y del presente

Suponiendo un caso real de generación distribuida, es posible que en determinados momentos del día, el balance generación-consumo sea negativo y por tanto se tenga una inversión del flujo de potencias.

Se van a realizar una serie de simulaciones en las cuales se produce esta inversión de flujo para comprobar si tiene alguna influencia positiva y negativa sobre el estimador. La inversión de flujo se producirá en los 8 primeros escenarios para así emular lo que sería una inversión de flujo en las horas vale entre la medianoche y las 7 de la mañana.

Los resultados se reflejan en la tabla 13:



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

N	STD TOMA 1	STD TOMA 2
1	0,01813	0,01747
2	0,01300	0,01234
3	0,01056	0,01008
4	0,00910	0,00871
5	0,00815	0,00782
6	0,00741	0,00714
7	0,00689	0,00663
8	0,00643	0,00618
9	0,00605	0,00584
10	0,00580	0,00559
11	0,00549	0,00530
12	0,00526	0,00510
13	0,00503	0,00488
14	0,00485	0,00469
15	0,00468	0,00452
16	0,00468	0,00451
17	0,00455	0,00439
18	0,00440	0,00425
19	0,00428	0,00413
20	0,00413	0,00400
21	0,00402	0,00390
22	0,00393	0,00380
23	0,00383	0,00371
24	0,00373	0,00362

Tabla 13 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 4

Se ve como la influencia de esta inversión de flujos no es tal, sino que los valores son muy semejantes a previos ensayos.

Esto no hace sino dar peso a la conclusión de que la carga de los escenarios realmente no afecta ya que incluso con carga negativa no tiene un impacto reseñable sobre los resultados.

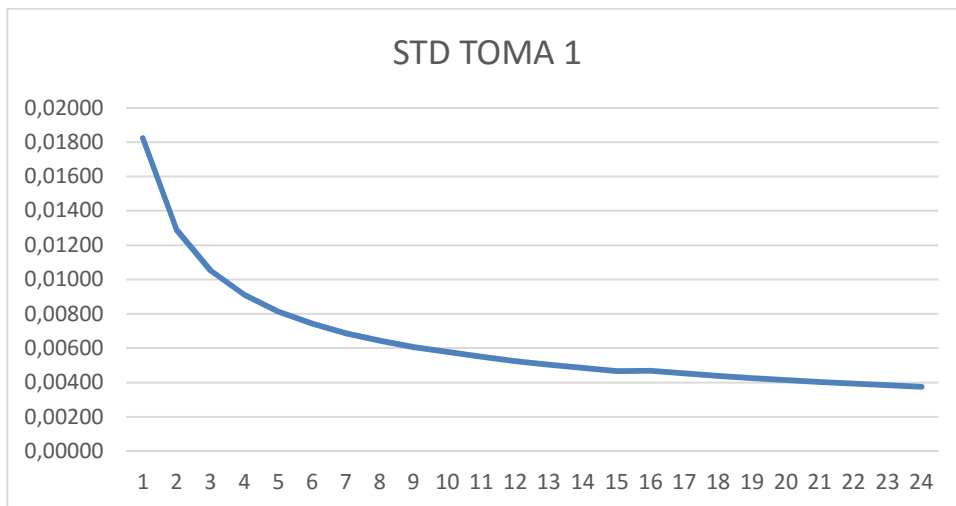


Figura 28 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 4

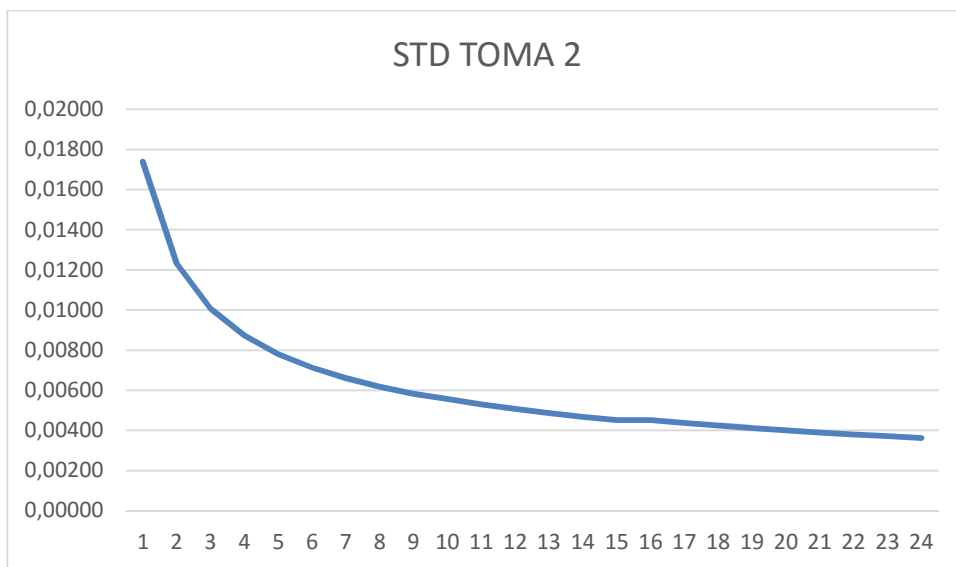


Figura 29 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 4

7.5. Ensayo 5: Estimación con medidas de intensidad

Como último ensayo se va a comprobar cómo se mantienen los resultados obtenidos anteriormente con un conjunto de medidas distinto. En este conjunto de medidas se emplearán medidas de intensidad en las cargas en lugar de medidas de potencia reactiva.



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

Los resultados obtenidos son los siguientes:

N	STD TOMA	
	1	2
1	0,02747	0,02874
2	0,02487	0,02748
3	0,02124	0,02328
4	0,01254	0,01314
5	0,01340	0,01410
6	0,01276	0,01364
7	0,01122	0,01177
8	0,00928	0,00982
9	0,00869	0,00922
10	0,00823	0,00863
11	0,00789	0,00830
12	0,00818	0,00864
13	0,00731	0,00752
14	0,00692	0,00718
15	0,00665	0,00686
16	0,00651	0,00700
17	0,00648	0,00681
18	0,00628	0,00657
19	0,00597	0,00628
20	0,00567	0,00581
21	0,00577	0,00605
22	0,00540	0,00581
23	0,00520	0,00563
24	0,00505	0,00542

Tabla 14 Desviación típica estimada de medida de tomas con hasta 24 escenarios Ensayo 5

El programa tarda mucho más en calcular, además los resultados evidencian que se requiere un mayor número de escenarios.



ENSAYOS EN RED TUTORIAL

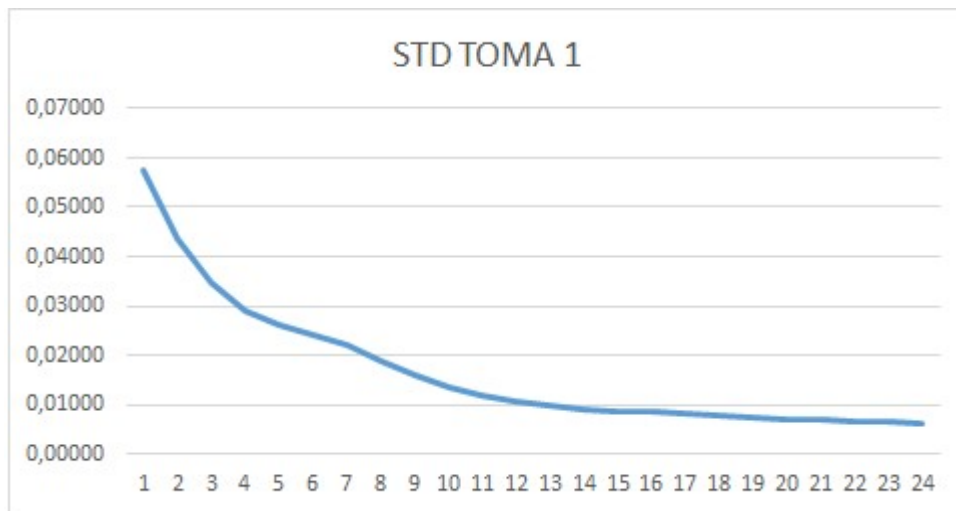


Figura 30 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 1 Ensayo 5

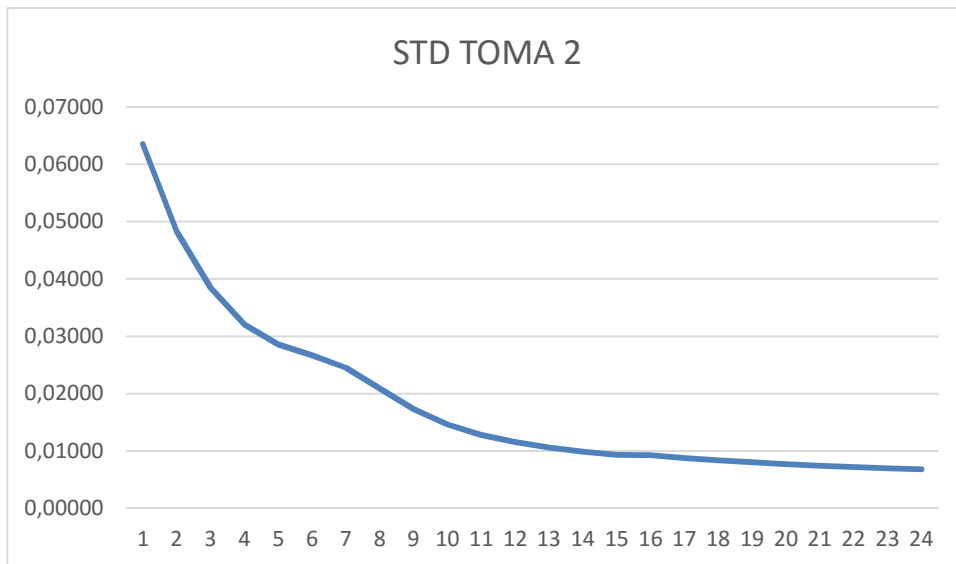


Figura 31 Evolución de la desviación típica estimada de la toma 2 Ensayo 5

Queda claro que el software trabaja mucho mejor con medidas de potencia reactiva en los puntos de consumo que con medidas de intensidad.





8. Ensayos en Red de Distribución Europea

8.1. Ensayo 1: Estimación sin medidas de tomas

Se aplican ahora el mismo proceso anterior ya en la segunda red sobre la que se va a trabajar, la red de distribución estandarizada europea por el Cigre [9]. Esta red consta de 27 nudos donde hay un total de 12 transformadores de distribución con tomas, las cuales se tratarán de estimar utilizando el método de los múltiples escenarios.

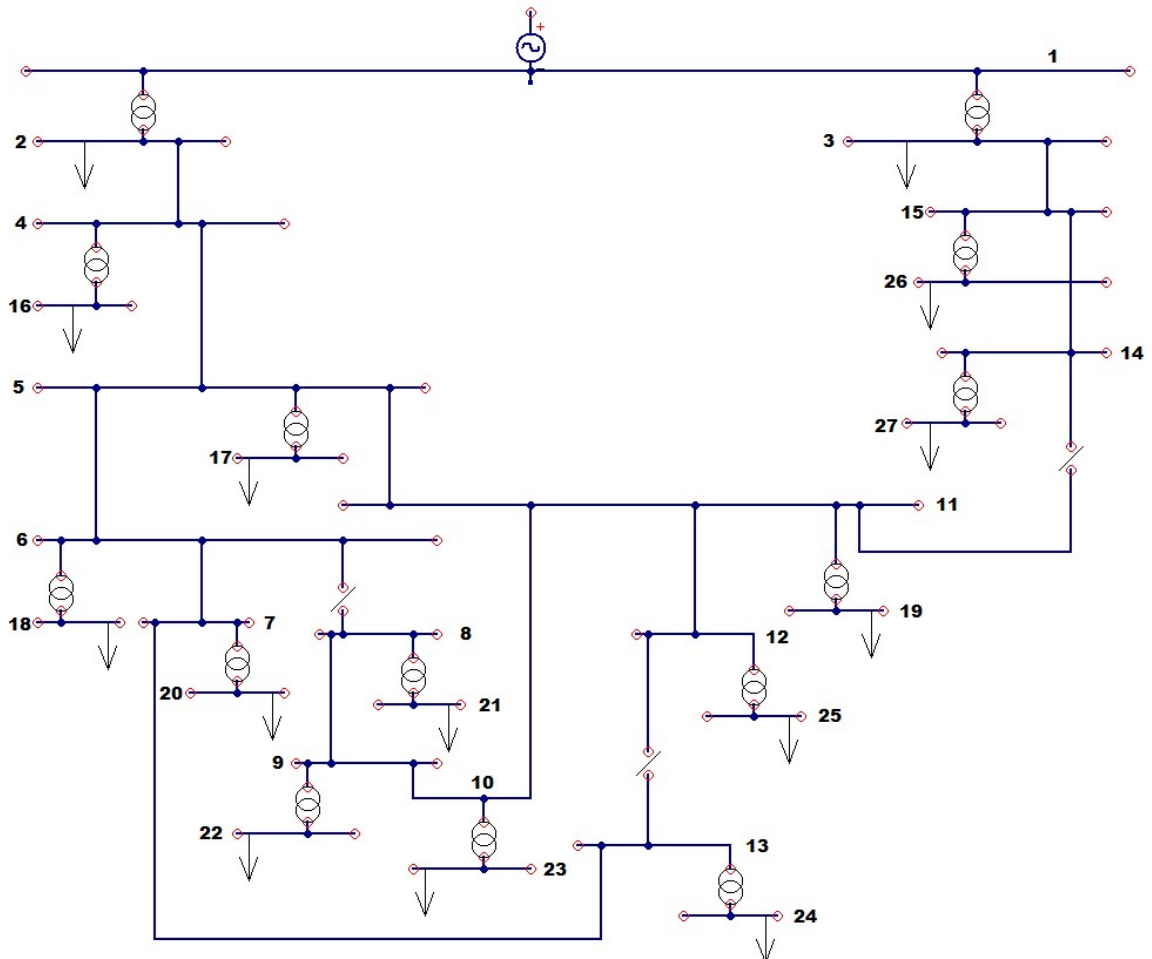


Figura 32 Esquema unifilar red de distribución estandarizada europea

Se realizarán los ensayos de manera análoga. Es de notar que esta red incluye ya la generación distribuida, por lo que todos los escenarios contarán con medidas con flujos de potencia invertidos en algunos nudos.

En primer lugar se repetirá el ensayo sin las medidas de tomas.



ENSAYOS EN RED DE DISTRIBUCIÓN EUROPEA

Las medidas con las que se cuentan son:

- Fase del nudo slack.
- Tensión en las dos cabeceras del feeder (2 y 3) y en los puntos de consumo.
- Medidas de inyección de potencia activa y reactiva en los puntos de consumo.
- Medida de flujo de potencia activa y reactiva en las ramas del feeder a la salida del transformador de AT/MT.
- Medidas de inyección de potencia activa y reactiva en los nudos de tránsito, con un alto peso.

En la tabla 15 se representan los resultados obtenidos para las 12 tomas con hasta 48 escenarios. Se toman escenarios de dos días completos ya que, como se ve en los resultados, en esta ocasión el número de escenarios requerido aumenta hasta 46.

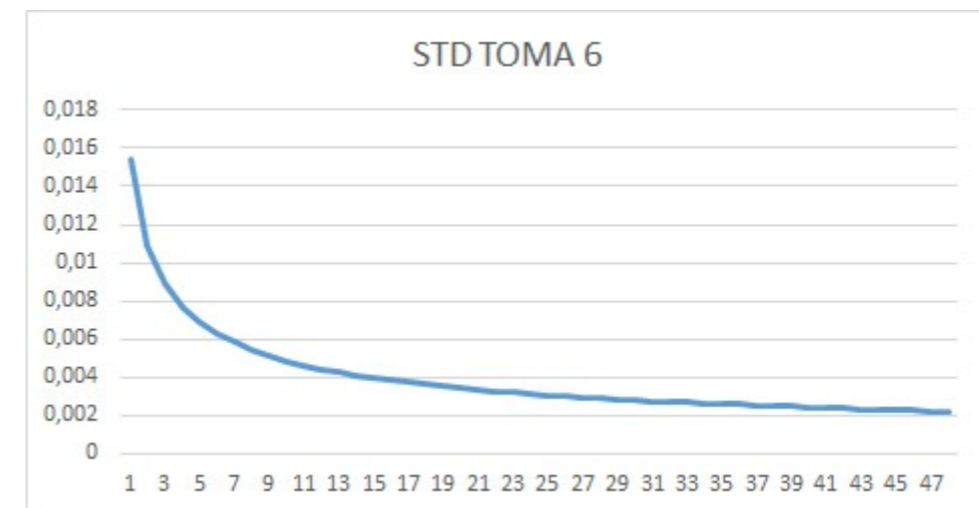
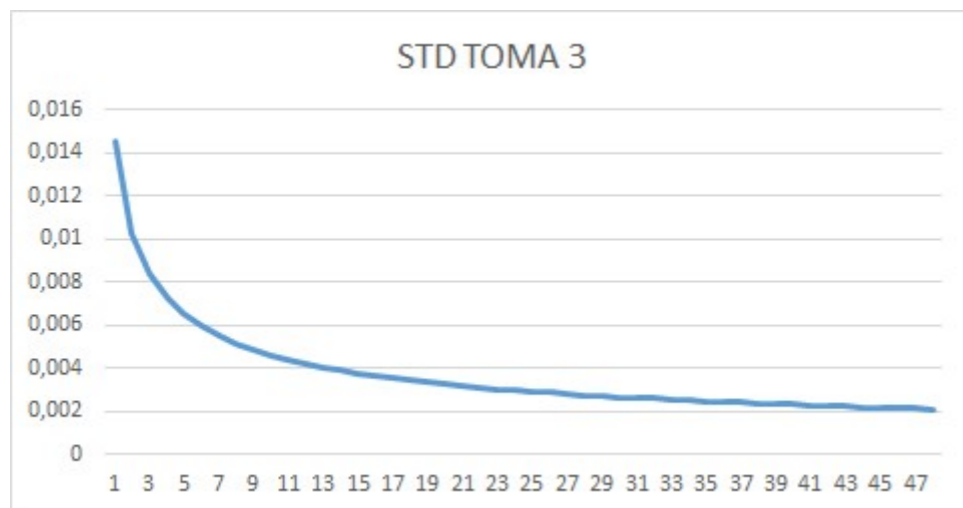
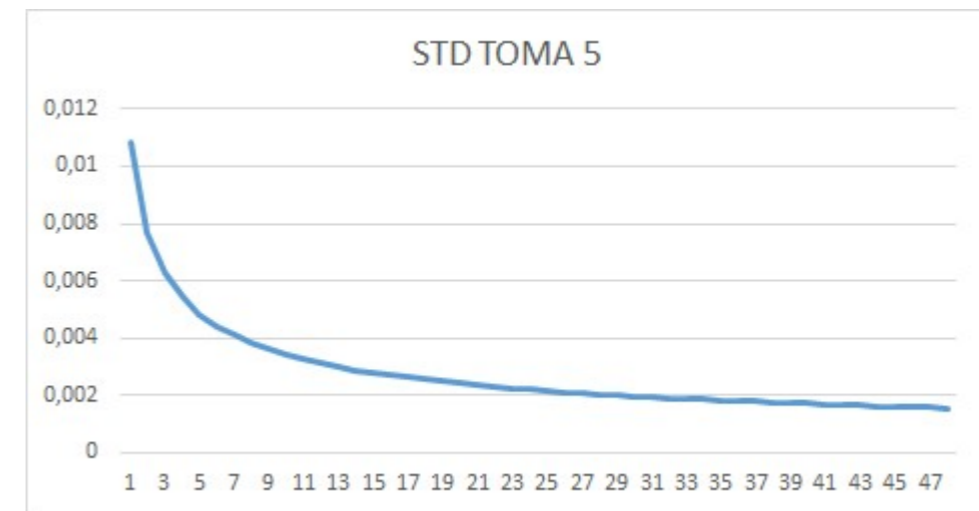
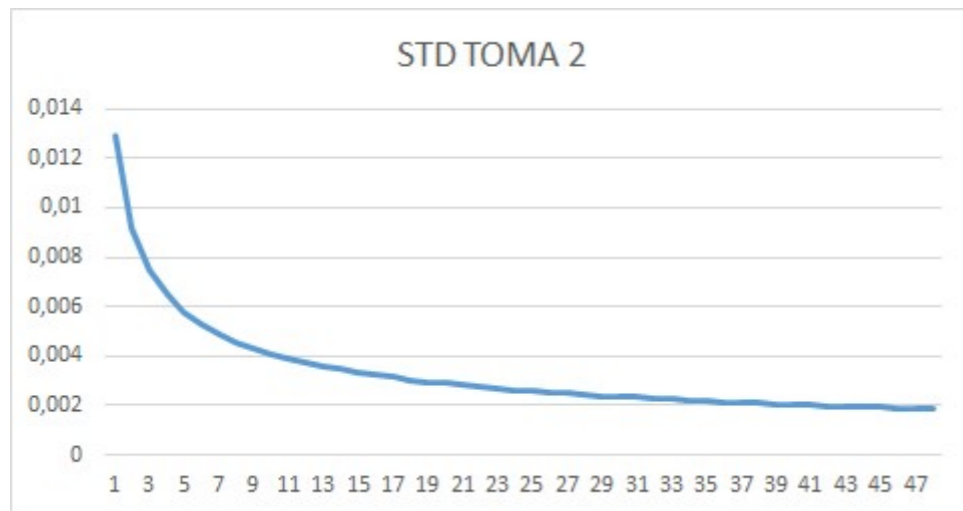
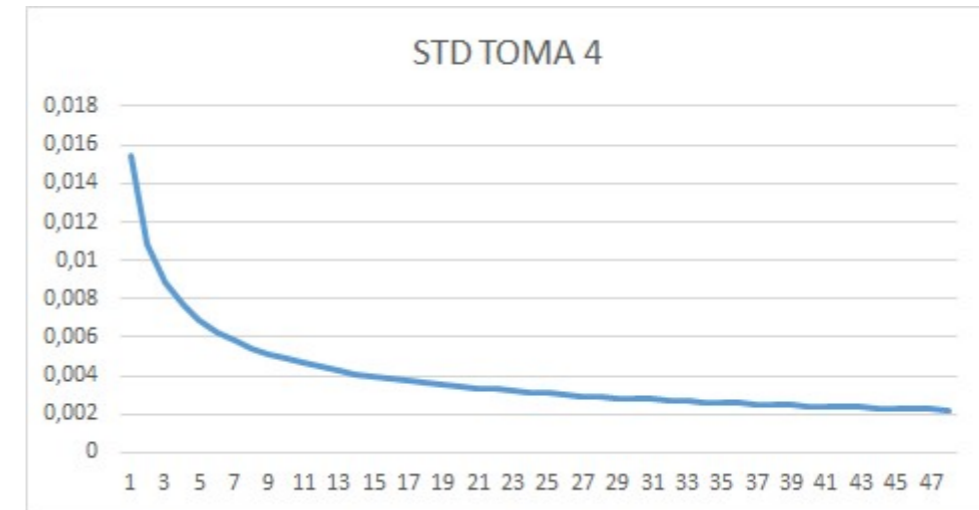
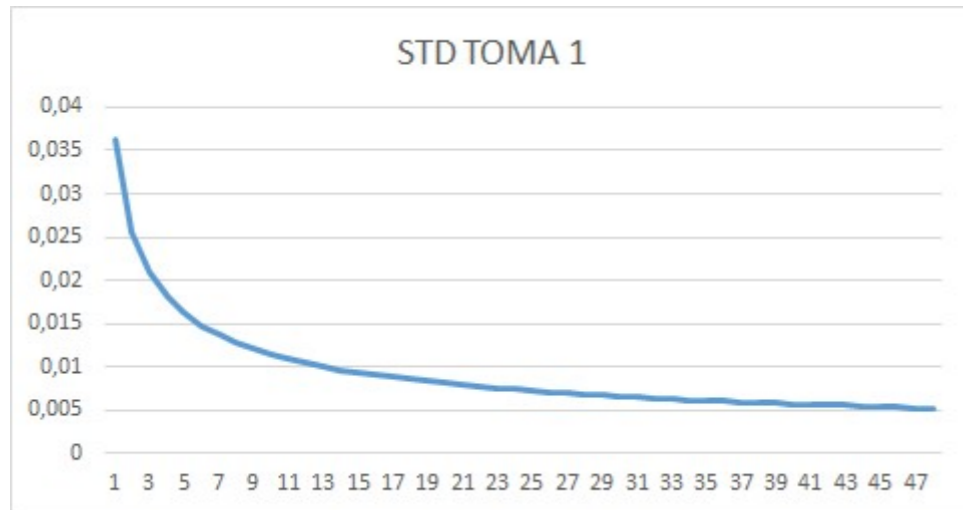


Figura 33 Evolución de la desviación típica de tomas estimadas Ensayo 1



Se recogen en la figura 33 algunas gráficas procedentes de los resultados.

En definitiva:

- Se vuelven a obtener medidas por debajo de 0,00625, lo que permite estar dentro de ese intervalo de error necesario.
- Se requiere un mayor número de escenarios, probablemente por el tamaño de la red.
- Los niveles de carga, generación distribuida, etc no afectan tal y como se observó ya en la red pequeña. Los perfiles son muy limpios.
- En general, el método funciona aun a pesar de la gran cantidad de tomas y de ser una es más compleja. Los resultados observados en la red pequeña se repiten en esta.



8.2. Ensayo 2: Estimación con medida de tomas

Se pasa ahora a realizar el ensayo con las medidas de tomas con alta desviación típica. Quedan recogidos los resultados en la tabla 16.

Los resultados obtenidos en la red pequeña vuelven a extrapolarse a esta red más compleja.

La principal diferencia que se observa respecto al ensayo anterior es que las desviaciones típicas se reducen tal y como sucedió en la red pequeña. De hecho, el número de escenarios que se requiere para estimar correctamente las tomas desciende desde 46 hasta 37. Por tanto en este caso la mejora es mucho más significativa y supone un gran ahorro en términos de cálculo, ya que el tamaño del jacobiano con 46 escenarios es mucho mayor al de 37, lo cual permite un ahorro importante de coste computacional memoria.

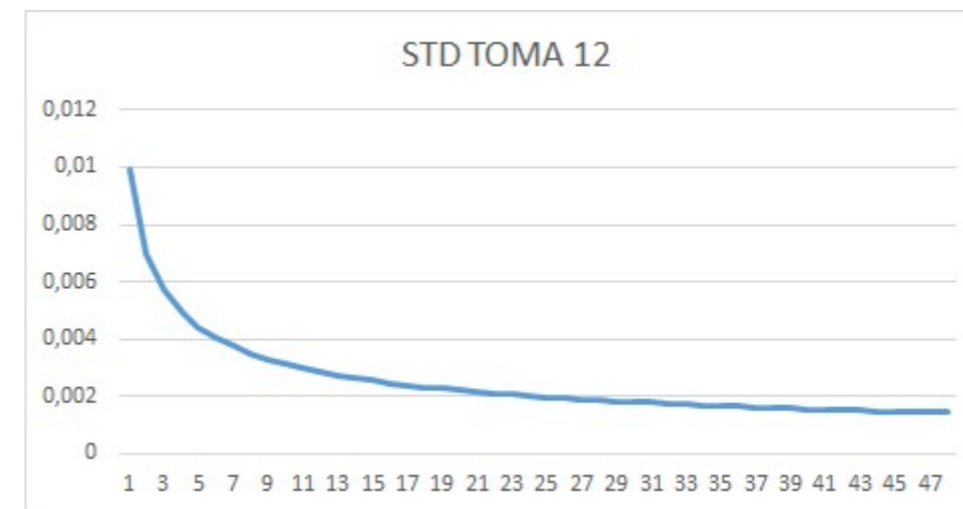
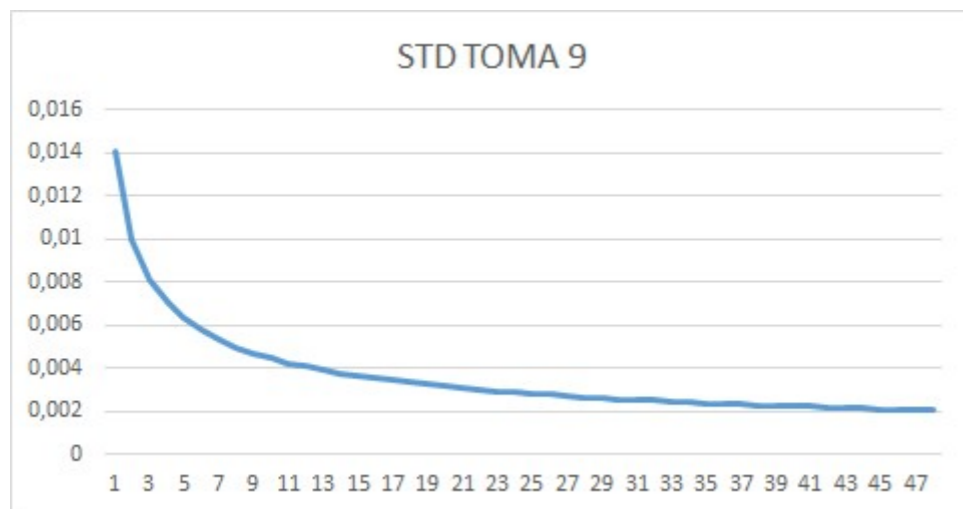
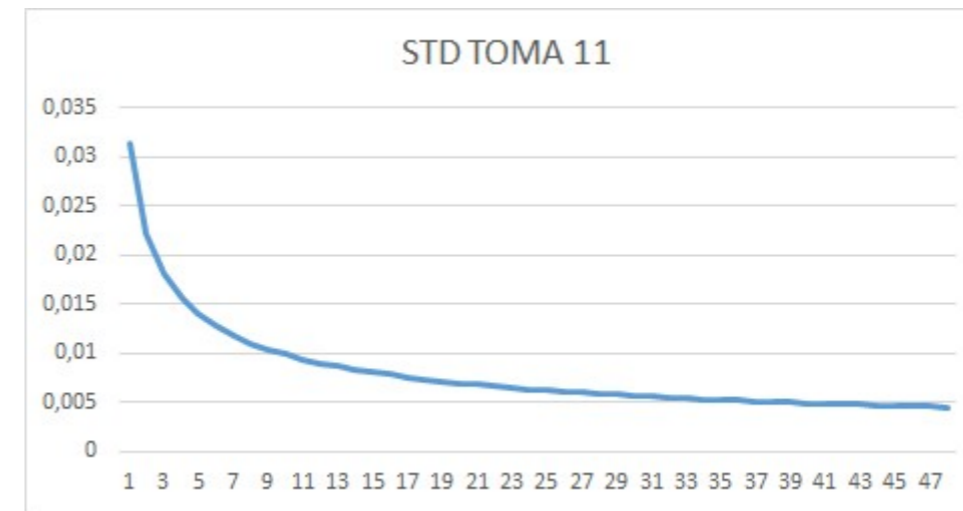
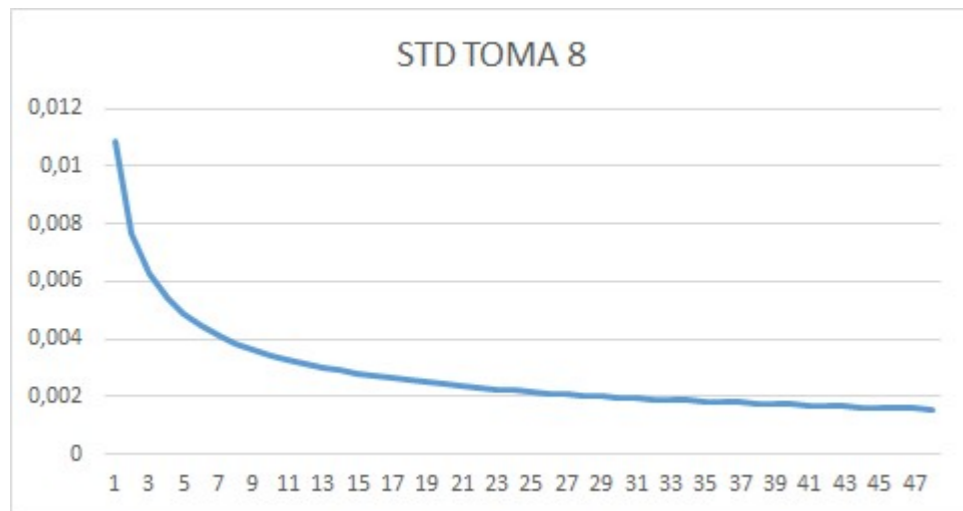
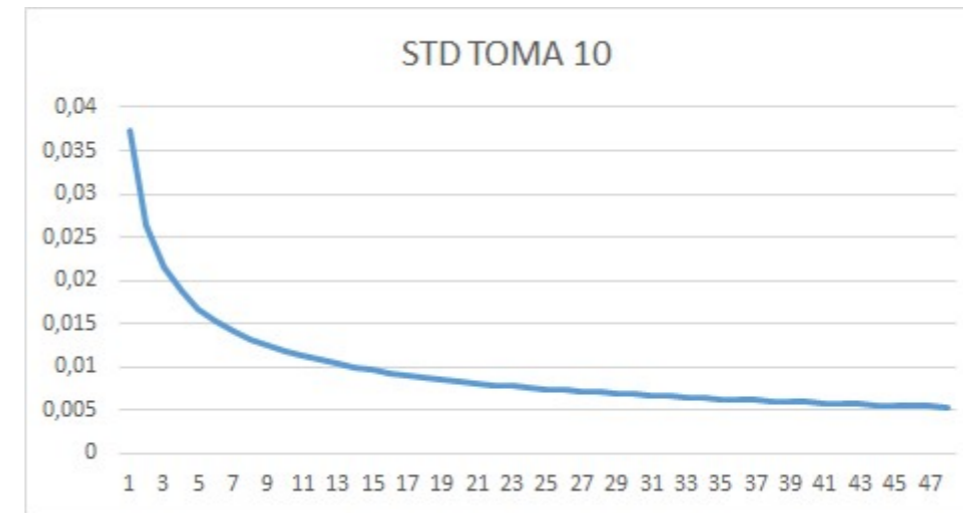
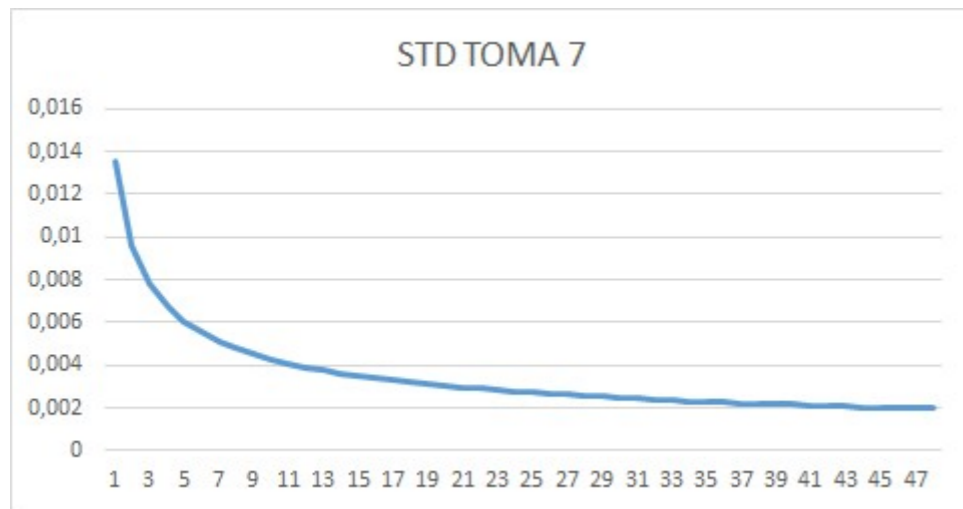


Figura 34 Evolución de la desviación típica de tomas estimadas Ensayo 2



8.3. Ensayo 3: Estimación con medida de tomas de desviación típica baja

. Por último se incluyen las medidas de tomas con menor desviación típica para ver su efecto en esta red. En este caso se reducirá 6 veces su valor hasta un valor de 0'02.

Se puede comprobar en la tabla 17 como hay una reducción muy significativa de todas las desviaciones típicas estimadas. En esta red, el efecto es realmente grande, hasta el punto de que con esas desviaciones típicas sólo se necesitan 5 escenarios para que todas las tomas de regulación estén estimadas con una desviación menor de 0,00625 en comparación con ensayos anteriores que requerían de 46 y 37 escenarios respectivamente.



ENSAYOS EN RED DE DISTRIBUCIÓN EUROPEA

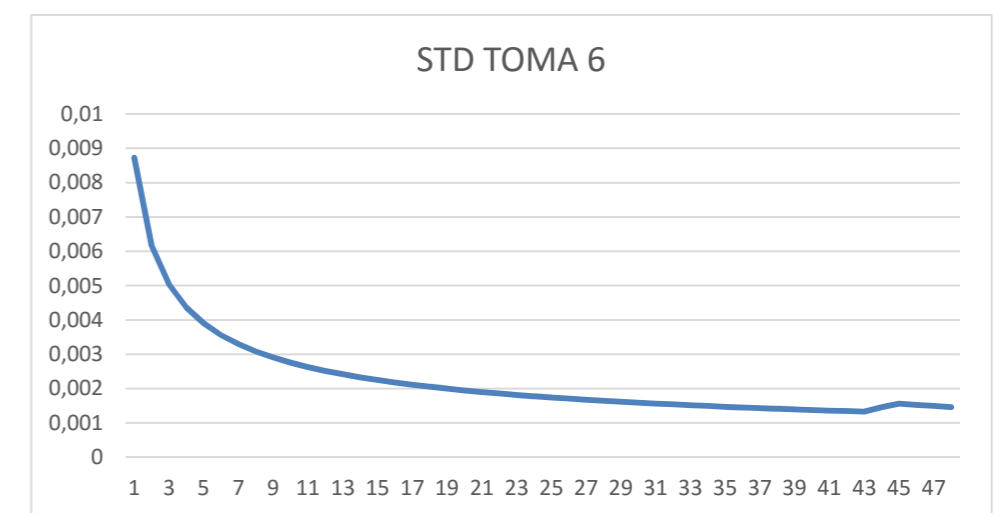
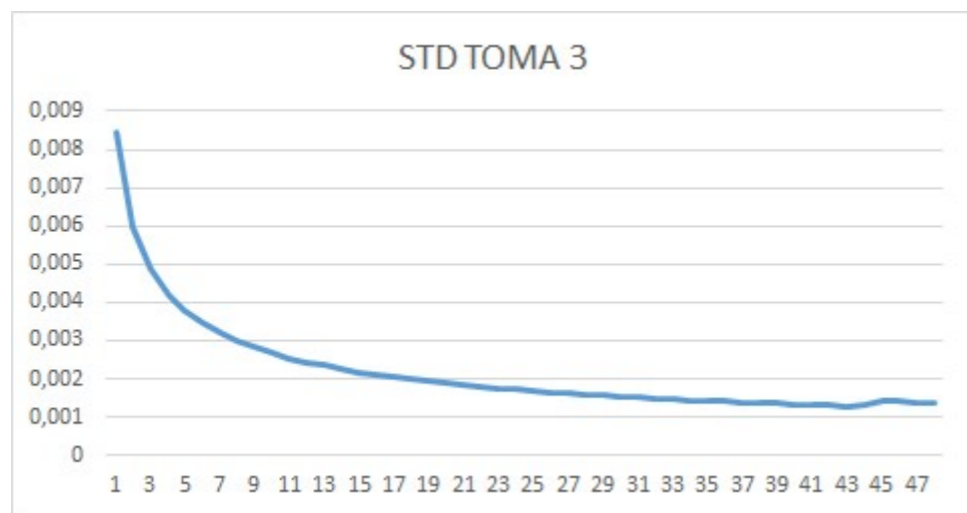
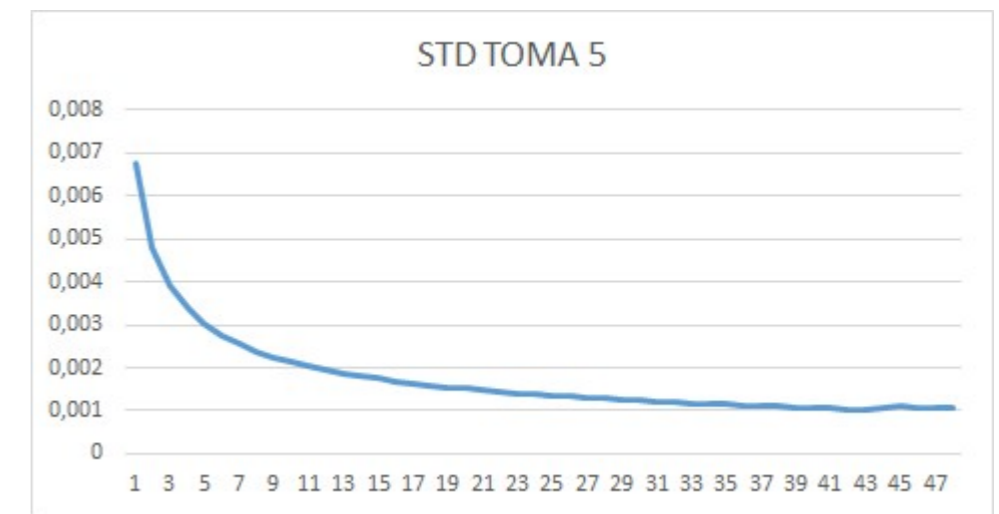
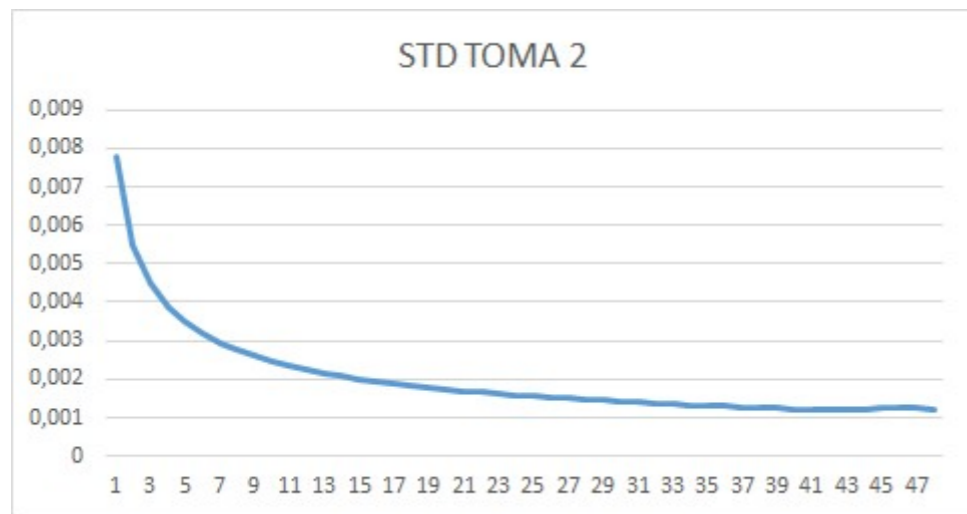
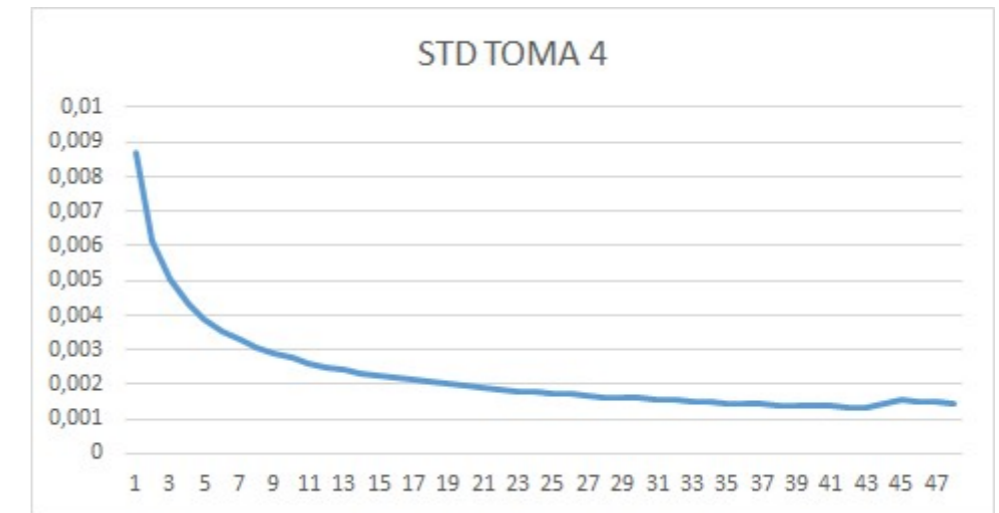
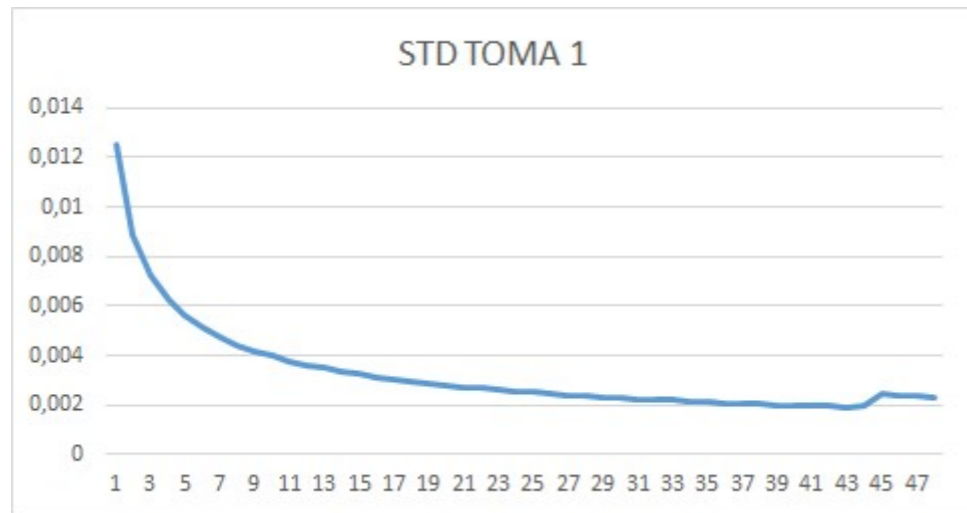


Figura 35 Evolución de la desviación típica de tomas estimadas Ensayo 3



8.4. Ensayo 4: Estimación con medidas de intensidad

Como ya se puso de manifiesto en el apartado 7.5, las medidas de intensidad causaban grandes problemas al software en términos de condicionamiento de los sistemas, aumentando en gran medida los tiempos de cálculo.

Una vez que el programa lograba converger, los resultados eran peores que los obtenidos con medidas de potencia reactiva.

Llegados a este punto, se planteó ensayar con ese conjunto de medidas en la Red de Distribución Europea. Tras múltiples intentos, el software no logró converger, sin ser perfectamente identificada la causa.



9. Conclusiones y trabajo futuro

9.1. Conclusiones

Las conclusiones obtenidas en este Trabajo de Fin de Máster son:

- La reducción de desviación típica estimada con el método de los múltiples escenarios queda demostrada como muy satisfactoria, consiguiendo estimar las tomas de manera fidedigna sin ningún instrumento de medida adicional, simplemente empleando estados anteriores.
- Conforme aumenta el número de escenarios, disminuye la desviación típica estimada. La tasa de decrecimiento de dicha variable se reduce hasta alcanzar una tendencia asintótica. Sin ningún instrumento de medida adicional, simplemente empleando estados anteriores. La mejora y la utilidad de este método son innegables.
- El nivel de carga de los distintos escenarios no tiene un gran peso en la estimación, de hecho ni siquiera la introducción de generación distribuida e inversiones de flujo causan una gran distorsión en la estimación de las tomas con este método. Tiene una influencia que podríamos catalogar como de segundo orden.
- Las medidas de tomas interesan ya que añaden una información que es muy útil al estimador.
- La desviación típica de las medidas de tomas es probablemente la variable que más influencia tiene en la estimación utilizando múltiples escenarios. Una desviación típica baja disminuye drásticamente el número de escenarios que se deben emplear, por consiguiente se reduce el coste computacional de la estimación así como su tiempo de ejecución que es muy importante en estas aplicaciones en tiempo real.



9.2. Futuras líneas de investigación

Respecto a posibles mejoras que pueden añadirse en posteriores TFG o TFM se pueden enumerar, entre otras:

- Comparación de idoneidad entre medidas e intensidad y medidas de potencia reactiva. Las medidas de intensidad son en ocasiones más comunes y convendría comprobar las ventajas de unas y otras medidas.
- Efecto de medidas erróneas no gaussianas en el estimador. Se podría comprobar la influencia de errores pequeños de una posición de la toma o errores más grandes con dos o más posiciones.
- Empleo de otros métodos de resolución de las ecuaciones normales para reducir el coste computacional. Puede ser útil a la hora de aplicar el método de múltiples escenarios en redes muy grandes.

Bibliografía

Lista de referencias

- [1] WU F., "Power System State Estimation". Electrical Power & Energy Systems, Vol. 12, nº 2, Pág 80-87. Abril 1990
- [2] Expósito y Zarco. "Estimación de Estado y de Parámetros en Redes eléctricas" Pág. 1 a 20. 1999
- [3] J.H. Harlow (Ed.). "Electric Power Transformer Engineering". CRC Press. 2004.
- [4] J.J. Grainger and W.D. Stevenson. "Power System Analysis". McGraw-Hill. 1994.
- [5] P.A.N. Garcia, J.L.R. Pereira and S. Carneiro. "Voltage control devices models for distribution power flow analysis". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 16, Issue 4, pp. 586-594. Noviembre 2001.
- [6] T. Gómez, P. Frías y R. Cossent, "Las redes eléctricas inteligentes", Fundación Gas Natural Fenosa. 2012
- [7] Anales ICAI. Julio 2016. El control de tensión en redes de distribución con Generación Distribuida (I)
http://www.revistaanales.es/web/n_13/seccion_3.html
- [8] IEC. Norma IEC 60214-2:2004(E). Pág 22-28 Versión 2004.
- [9] Cigré, "Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources", task forcé C6.04, Abril 2014.
- [10] Michael Hernandez Hazel Yurai, "Estimación de estado por mínimos cuadrados ponderados en sistemas de potencia empleando el método de Newton", Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica, junio 2009.

[11] Antonio Gómez Expósito, “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 2002

