



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Evaluación de los procedimientos de cálculo del Factor K de la Regulación de Frecuencia

Autor: Carlos Cabrera Paz

Director: Lukas Sigrist

Codirector: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Evaluación de los procedimientos de cálculo del Factor K de la Regulación de Frecuencia** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Búsqueda de información: Estructuración de la revisión bibliográfica sobre la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos y el estado del arte del Factor K.


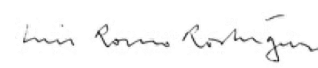
Lluvia de ideas y estructura: Organización del índice, la memoria y el Anexo B, ayudando a definir el enfoque metodológico para evaluar los procedimientos de cálculo.

Síntesis de conceptos: Comprensión y resumen de normativas técnicas del sector eléctrico, agilizando la asimilación de la documentación base.

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Firmado (alumno): Carlos Cabrera Paz
Fecha: 23/06/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El Codirector del Proyecto
	
Fdo: Dr. Lukas Sigrist	Fdo: Dr. Luis Rouco Rodríguez
Fecha: 23/06/2026	Fecha: 23/06/2026



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Evaluación de los procedimientos de cálculo del Factor K de la Regulación de Frecuencia

Autor: Carlos Cabrera Paz

Director: Lukas Sigrist

Codirector: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

Junio de 2026

Agradecimientos

A Lukas Sigrist, director de este trabajo, por su incansable ayuda y disponibilidad durante todo el desarrollo del trabajo.

A Luis Rouco, codirector de este trabajo, por su orientación y dedicación a lo largo del proyecto.

Al Instituto de Investigación Tecnológica, por brindarme la oportunidad y los medios para llevarlo a cabo.

A mi familia y amigos, por su apoyo constante.

EVALUACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO DEL FACTOR K DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Autor: Cabrera Paz, Carlos

Director: Sigrist, Lukas

Codirector: Rouco Rodríguez, Luis

Entidad Colaboradora: Instituto de Investigación Tecnológica (IIT)

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo evalúa el procedimiento oficial de ENTSO-E para la estimación del Factor K del sistema continental europeo, identifica posibles limitaciones metodológicas relacionadas con las bandas muertas de los governors y la ventana fija de medición, y propone métodos alternativos de estimación validados sobre datos reales de 2019–2024.

Palabras clave: K Factor, Regulación Primaria de Frecuencia.

1. Introducción

El Factor K (también denominado característica de potencia-frecuencia del sistema) es el parámetro que cuantifica la capacidad de regulación primaria de frecuencia del sistema eléctrico síncrono continental europeo, expresado en MW/Hz. Su valor determina el desvío de frecuencia cuasi-estacionario que se produce ante una perturbación de potencia y constituye la base sobre la que ENTSO-E dimensiona las reservas de regulación exigidas a los operadores de red.

El procedimiento oficial de ENTSO-E [10, Art. A-7] estima el Factor K a partir de eventos en el sistema continental europeo: para cada perturbación registrada, calcula el cociente entre la variación de potencia (ΔP) y la desviación de frecuencia cuasi-estacionaria (Δf), medida esta última como la media de la frecuencia en una ventana temporal fija de [10, 30] s tras el evento. La media de los cocientes evento a evento constituye el Factor K anual publicado.

Este trabajo evalúa la precisión y robustez del procedimiento oficial, identifica sus limitaciones metodológicas e introduce tres alternativas de estimación. El estudio se enmarca en un convenio de investigación entre el IIT-Comillas y ENTSO-E, y los datos utilizados comprenden 77 eventos de contingencia registrados entre 2019 y 2024 aportados por el organismo oficial.

2. Objetivos del Proyecto

Los cuatro objetivos específicos del trabajo son: (i) Replicar y contrastar el procedimiento ENTSO-E con los datos disponibles, cuantificando su sensibilidad a la ventana de medición. (ii) Desarrollar un modelo dinámico de regulación primaria de frecuencia SFR para analizar el efecto de cada parámetro dinámico en la respuesta en frecuencia del sistema. (iii) Proponer y evaluar nuevos métodos de cálculo del Factor K. (iv) Estudiar y cuantificar el efecto de las bandas muertas de los generadores ante eventos.

3. Marco Teórico

El marco teórico del trabajo es el modelo de respuesta en frecuencia del sistema (SFR), cuyo esquema se muestra en la Ilustración 1. El modelo representa la dinámica del sistema ante una perturbación mediante cuatro bloques: la banda muerta del governor, la ganancia de regulación primaria (K_g), la función de transferencia governor-turbina con constantes de tiempo T_1 y T_2 , y la inercia equivalente del sistema (H) más el amortiguamiento de la carga (D). La salida del modelo es la desviación de frecuencia Δf en respuesta a una perturbación de potencia ΔP .

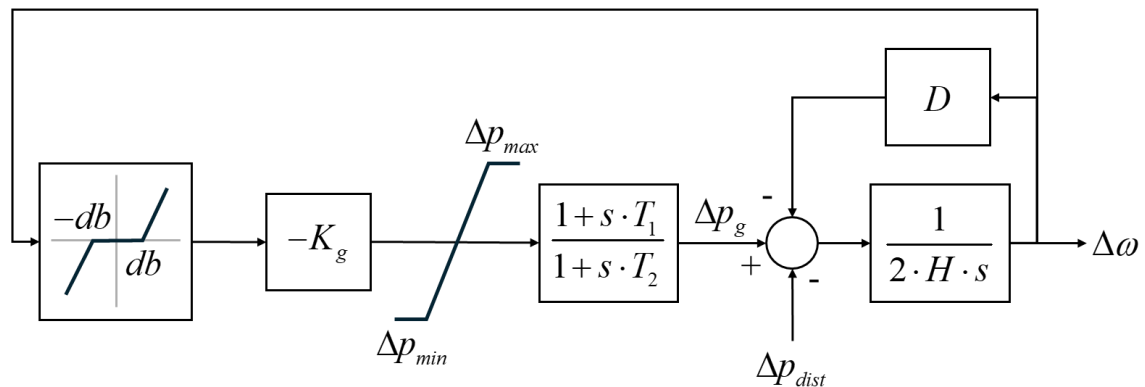


Ilustración 1: Modelo de respuesta en frecuencia del sistema

A partir de este modelo se cuantifica la influencia de cada parámetro dinámico y se obtiene analíticamente la corrección del sesgo introducido por las bandas muertas sobre el Factor K estimado.

4. Procedimientos de estimación evaluados

El conjunto de datos está formado por 77 eventos de contingencia del sistema continental europeo entre los años 2019 y 2024, de los cuales 62 superan los filtros impuestos por ENTSO-E. Para los años 2023 y 2024 se dispone adicionalmente de la traza temporal completa de frecuencia con una resolución de 1 segundo, con 16 y 15 eventos válidos respectivamente, lo que permite aplicar los métodos alternativos de cálculo.

Sobre este conjunto se evalúan cinco procedimientos de estimación del Factor K. El procedimiento oficial de ENTSO-E calcula la desviación de frecuencia estacionaria como la media en una ventana fija de [10, 30] s tras la perturbación. El método Best MAE sustituye esa ventana fija por la ventana que minimiza el error absoluto medio respecto a la señal, seleccionando así el tramo más estacionario de cada evento. El método de detección de regulación secundaria identifica el instante en que el AGC/aFRR empieza a dominar y limita la medida a la fase de regulación primaria pura. El método del transitorio representativo agrupa todos los eventos en un único transitorio promedio (centroide) y estima el Factor K sobre él. Por último, en el anexo se evalúa un método basado en el nadir de frecuencia, cuya aplicación al sistema continental europeo no resulta viable.

5. Resultados

El Factor K anual calculado con el procedimiento ENTSO-E arroja valores de 29.011 MW/Hz en 2022, 26.768 MW/Hz en 2023 y 26.528 MW/Hz en 2024, con una tendencia moderadamente descendente. El valor teórico máximo, calculado asumiendo participación plena de toda la potencia síncrona conectada en cada evento, es del orden de 103.500 MW/Hz, lo que implica que únicamente alrededor del 25% de la potencia síncrona conectada participa efectivamente en la regulación primaria, principalmente como consecuencia de bandas muertas de governor de valor desconocido.

La aplicación de la corrección por banda muerta produce un incremento medio del +25,8% en 2023 ($K^{\text{corr}} = 29.789$ MW/Hz) y del +32,3% en 2024 ($K^{\text{corr}} = 38.508$ MW/Hz), aplicada sobre los eventos con $\alpha^{\text{obs}} \geq 3$. La mayor corrección en 2024 refleja que los eventos de ese año presentan desvíos de frecuencia relativamente menores, lo que los sitúa en la zona de mayor sesgo de la curva de corrección.

El método Best MAE selecciona, para cada evento, la ventana de 20 s de menor variabilidad dentro del intervalo [10, 55] s tras el inicio de la perturbación, calculando Δf como la media en dicha ventana óptima. El método Best MAE reduce la dispersión de los estimadores sin modificar el valor central anual. La Ilustración 2 compara las distribuciones de Δf , $\Delta f/\Delta P$ y Factor K entre ambos métodos.

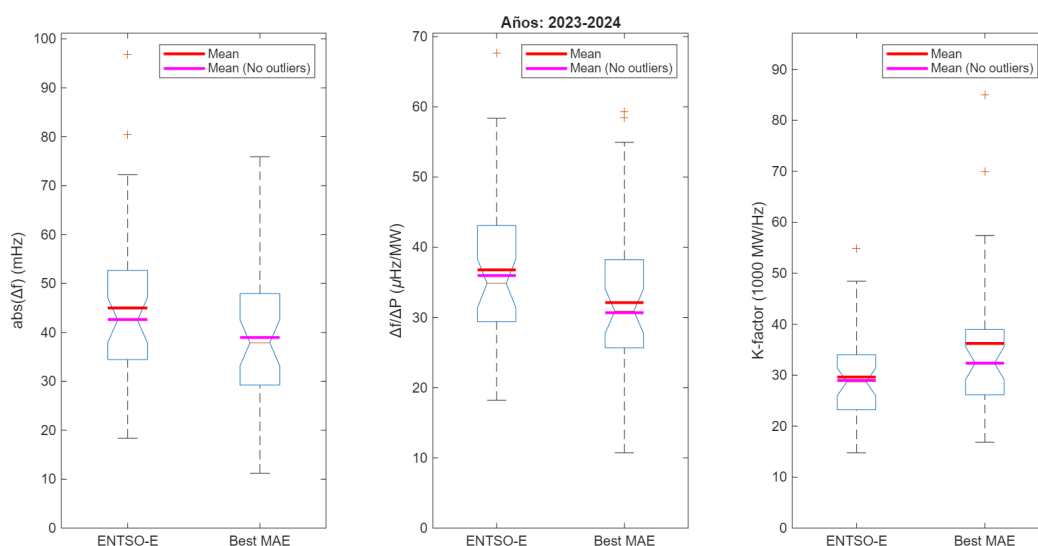


Ilustración 2: Boxplot comparativo de Δf , $\Delta f/\Delta P$ y K-Factor: ENTSO-E vs Best MAE (2023-2024)

El método de detección de regulación secundaria identifica de forma adaptativa, para cada evento, el instante en que la regulación secundaria (AGC/aFRR) comienza a dominar la respuesta de frecuencia, empleando un modelo SFR de segundo orden y un criterio de cociente de RMSE (umbral 1,3). Los instantes detectados oscilan entre 14 y 47 s (mediana 26 s), confirmando que la ventana fija [10, 30] s de ENTSO-E no es representativa para todos los eventos. El Factor K anual obtenido con este método es de 30.004 MW/Hz en 2023 y 31.006 MW/Hz en 2024, sistemáticamente superior al de ENTSO-E aproximadamente entre 600 y 850 MW/Hz. La Ilustración 4 compara las distribuciones de ambos métodos.

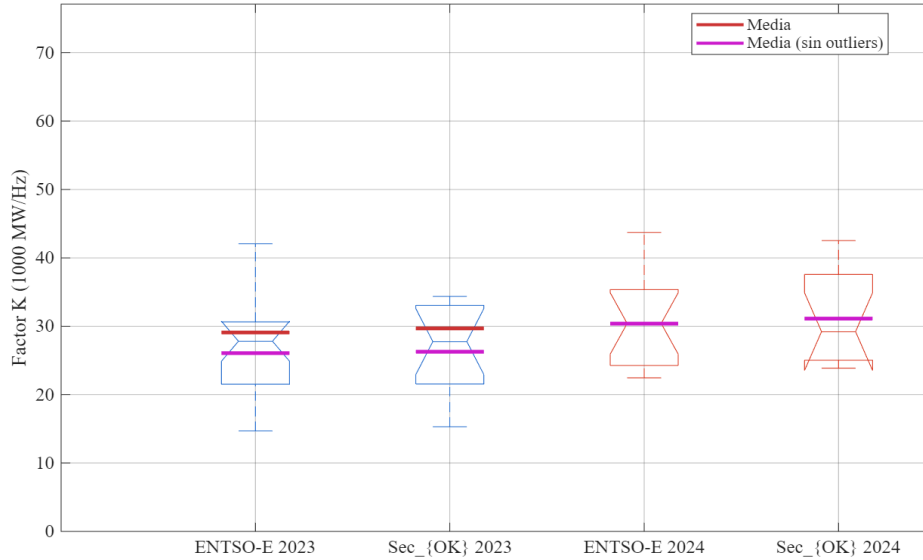


Ilustración 3: Distribución del Factor K por evento para los métodos ENTSO-E y detección de secundaria en 2023 y 2024.

6. Conclusiones

Los resultados sugieren que el procedimiento oficial de ENTSO-E introduce un sesgo sistemático a la baja en el Factor K estimado, derivado de que la ventana fija de medición [10, 30] s captura parte del transitorio donde la regulación primaria aún no ha alcanzado su respuesta estacionaria. La magnitud de este sesgo es cuantificable analíticamente a partir del desvío observado de frecuencia y de la banda muerta de los reguladores, siendo del orden del 25–32% en los años recientes.

De los tres métodos evaluados, el de detección de inicio de regulación secundaria es el más sólido conceptualmente, ya que delimita adaptativamente el instante hasta el que la estimación de frecuencia es representativa de la regulación primaria pura. El método Best MAE reduce la dispersión del estimador sin sesgarlo, constituyendo una alternativa de implementación simple. Ambos métodos confirman que el Factor K real del sistema es superior al valor publicado por ENTSO-E en los años analizados.

La tendencia descendente observada en el Factor K entre 2022 y 2024 es coherente con la reducción progresiva de la generación síncrona convencional, pero no es estadísticamente significativa dado el tamaño muestral disponible. Para detectar variaciones reales del parámetro sería necesario disponer de datos de frecuencia con mayor resolución temporal y de muestras de eventos más amplias.

EVALUATION OF K-FACTOR CALCULATION PROCEDURES FOR FREQUENCY REGULATION

Author: Cabrera Paz, Carlos

Supervisor: Sigrist, Lukas

Cosupervisor: Rouco Rodríguez, Luis

Collaborating Entity: Instituto de Investigación Tecnológica (IIT)

ABSTRACT

This work evaluates the official ENTSO-E procedure for estimating the K-factor of the Continental European power system, identifies possible methodological limitations related to governor dead bands and the fixed measurement window, and proposes alternative estimation methods validated on real data from 2019–2024.

Keywords: K-factor, Primary Frequency Regulation.

1. Introduction

The K-factor (also known as the network power-frequency characteristic) quantifies the primary frequency regulation capability of the Continental European synchronous power system, expressed in MW/Hz. Its value determines the quasi-steady-state frequency deviation following a power imbalance and is the basis on which ENTSO-E sizes the regulation reserves required from network operators.

The official ENTSO-E procedure [10, Art. A-7] estimates the K-factor from events in the Continental European system: for each recorded disturbance, it calculates the ratio between the power variation (ΔP) and the quasi-steady-state frequency deviation (Δf), measured as the mean frequency over a fixed time window of [10, 30] s after the event. The mean of the per-event ratios constitutes the annual K-factor published by ENTSO-E.

This work evaluates the accuracy and robustness of the official procedure, identifies its methodological limitations and introduces three alternative estimation methods. The study is part of a research agreement between IIT-Comillas and ENTSO-E, and the dataset comprises 77 contingency events recorded between 2019 and 2024 provided by the official body.

2. Project Objectives

The four specific objectives of the work are: (i) Replicate and validate the ENTSO-E procedure against the available data, quantifying its sensitivity to the measurement window. (ii) Develop a dynamic SFR model of primary frequency regulation to analyse the effect of each dynamic parameter on the frequency response of the system. (iii) Propose and evaluate new methods for calculating the K-factor. (iv) Study and quantify the effect of generator dead bands on events.

3. Theoretical Background

The theoretical framework of the work is the System Frequency Response (SFR) model, whose diagram is shown in Illustration 1. The model represents the system dynamics following a disturbance through four blocks: the governor dead band, the primary regulation gain (K_g), the governor-turbine transfer function with time constants T_1 and T_2 , and the equivalent system inertia (H) plus load damping (D). The model output is the frequency deviation Δf in response to a power disturbance ΔP .

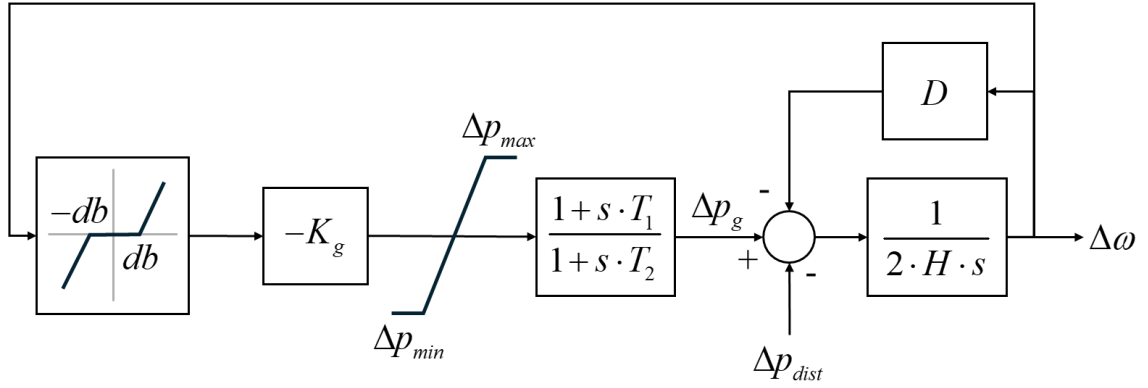


Illustration 1: System frequency response model

From this model, the influence of each dynamic parameter is quantified and the correction of the bias introduced by dead bands on the estimated K-factor is obtained analytically.

4. Overview of estimation procedures

The dataset consists of 77 contingency events from the Continental European system between 2019 and 2024, of which 62 pass the filters set by ENTSO-E. For 2023 and 2024, the full time-domain frequency trace is also available at 1-second resolution, with 16 and 15 valid events respectively, which allows the alternative calculation methods to be applied.

Five K-factor estimation procedures are evaluated on this dataset. The official ENTSO-E procedure computes the steady-state frequency deviation as the average over a fixed [10, 30] s window after the disturbance. The Best MAE method replaces this fixed window with the one that minimises the mean absolute error against the signal, thus selecting the flattest segment of each event. The secondary regulation detection method identifies the instant at which AGC/aFRR becomes dominant and restricts the measurement to the pure primary-regulation phase. The representative transient method groups all events into a single averaged transient (centroid) and estimates the K-factor on it. Finally, the annex evaluates a frequency-nadir-based method, whose application to the Continental European system proves unfeasible.

5. Results

The annual K-factor calculated with the ENTSO-E procedure gives values of 29,011 MW/Hz in 2022, 26,768 MW/Hz in 2023 and 26,528 MW/Hz in 2024, with a moderate downward trend. The theoretical maximum value, calculated assuming full participation of all connected synchronous generation, is of the order of 103,500 MW/Hz, which implies that only around 25% of connected synchronous capacity effectively participates in primary regulation, mainly due to governor dead bands of unknown value.

Applying the dead band correction produces a mean increase of +25.8% in 2023 ($K^{\text{corr}} = 29,789$ MW/Hz) and +32.3% in 2024 ($K^{\text{corr}} = 38,508$ MW/Hz), applied to events with $\alpha^{\text{obs}} \geq 3$. The larger correction in 2024 reflects that events in that year show relatively smaller frequency deviations, placing them in the higher-bias region of the correction curve.

The Best MAE method selects, for each event, the 20-second window of lowest variability within the interval [10, 55] s after the disturbance, calculating Δf as the mean over that optimal window. The Best MAE method reduces the dispersion of the estimators without changing the annual central value. Illustration 2 compares the distributions of Δf , $\Delta f/\Delta P$ and K-factor between both methods.

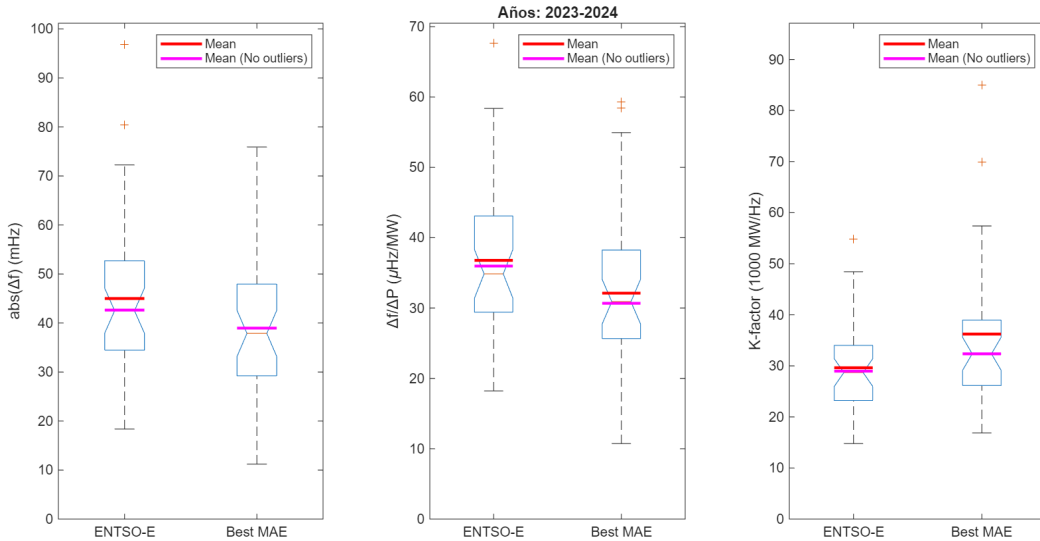


Illustration 2: Comparative boxplot of Δf , $\Delta f/\Delta P$ and K-factor: ENTSO-E vs Best MAE (2023–2024)

The secondary regulation detection method adaptively identifies, for each event, the instant at which secondary regulation (AGC/aFRR) begins to dominate the frequency response, using a second-order SFR model and an RMSE ratio criterion (threshold 1.3). The detected onset times range from 14 to 47 s (median 26 s), confirming that the fixed [10, 30] s window of ENTSO-E is not representative for all events. The annual K-factor obtained with this method is 30,004 MW/Hz in 2023 and 31,006 MW/Hz in 2024, consistently higher than the ENTSO-E value by approximately 1,000 MW/Hz. Illustration 3 compares the distributions of both methods.

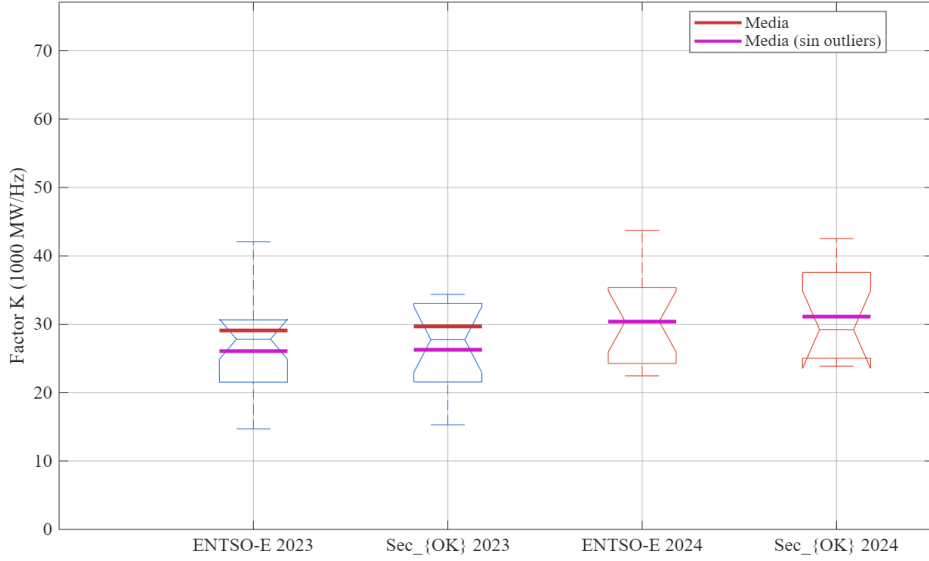


Illustration 3: K-factor distribution per event for the ENTSO-E and secondary detection methods in 2023 and 2024

6. Conclusions

The results suggest that the official ENTSO-E procedure introduces a systematic downward bias in the estimated K-factor, as the fixed measurement window [10, 30] s captures part of the transient where primary regulation has not yet reached steady state. The magnitude of this bias can be quantified analytically from the observed frequency deviation and the regulator dead bands and is of the order of 25–32% in recent years.

Of the three methods evaluated, the secondary regulation onset detection method is the most solid conceptually, as it adaptively delimits the instant up to which the frequency estimate is representative of pure primary regulation. The Best MAE method reduces estimator dispersion without biasing it, making it a simple implementation alternative. Both methods suggest that the actual K-factor of the system is higher than the value published by ENTSO-E in the years analysed.

The downward trend observed in the K-factor between 2022 and 2024 is consistent with the progressive reduction of conventional synchronous generation but is not statistically significant given the available sample size. Detecting real changes in the parameter would require frequency data with higher time resolution and larger event samples.

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>XVII</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>XX</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>XXII</i>
Capítulo 1. Introducción	23
1.1 Contexto	23
1.2 Regulación de frecuencia: Niveles y funciones.....	24
1.2.1 Respuesta Inercial	24
1.2.2 Regulación Primaria de Frecuencia	25
1.2.3 Regulación Secundaria de Frecuencia.....	25
1.2.4 Regulación Terciaria de Frecuencia.....	26
1.3 Marco institucional y normativo europeo para la regulación de frecuencia.....	26
1.3.1 Sistema continental europeo y ENTSO-E.....	26
1.3.2 System Operation Guideline.....	28
1.3.3 Factor K	30
1.4 Objetivos y estructura del documento	31
Capítulo 2. Estado del Arte	33
2.1 Revisión del estado del arte.....	33
2.2 Métodos basados en el estado estacionario	34
2.2.1 Procedimiento de ENTSO-E.....	34
2.2.2 Procedimiento de NERC.....	36
2.2.3 Procedimiento de SEN.....	37
2.3 Métodos basados en la identificación dinámica de parámetros.....	38
2.4 Métodos basados en datos de operación normal	38
2.5 Limitaciones de los métodos basados en el estado estacionario	39
2.5.1 Sensibilidad a la ventana temporal de medición.....	39
2.5.2 Efecto de las bandas muertas de los governors.....	39

2.5.3	Contaminación por regulación secundaria.....	40
2.5.4	Limitaciones de resolución de los datos.....	40
2.6	Conclusiones parciales Estado del Arte	40
Capítulo 3. Modelo Dinámico SFR.....		43
3.1	Introducción.....	43
3.2	Modelado de la dinámica de frecuencia	44
3.2.1	Inercia del sistema y dependencia de la carga.....	44
3.2.2	Regulación primaria y respuesta del conjunto governor-turbina	45
3.2.3	El Factor K como ganancia en estado estacionario del modelo SFR.....	46
3.2.4	Valores típicos del Factor K	47
3.3	Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo SFR.....	48
3.3.1	Parámetros iniciales del modelo	48
3.3.2	Constante de inercia H	50
3.3.3	Constante de tiempo del governor $T1$	51
3.3.4	Constante de tiempo dominante de la turbina $T2$	52
3.3.5	Coficiente de amortiguamiento de carga D	53
3.3.6	Ganancia del governor Kg	54
3.4	Análisis de la afección de bandas muertas mediante modelo SFR.....	55
3.4.1	Afección de las bandas muertas al Factor K	55
3.4.2	Efecto sobre la desviación de frecuencia en estado estacionario	55
3.4.3	Dependencia del sesgo con el tamaño del evento	56
3.4.4	Corrección del sesgo por banda muerta	61
Capítulo 4. Procedimiento ENTSO-E.....		63
4.1	Datos y procesamiento	63
4.1.1	Base de eventos (2019-2024).....	63
4.1.2	Registros de frecuencia	63
4.1.3	Datos auxiliares.....	63
4.2	Implementación del procedimiento	64
4.2.1	Cálculo de Δf	64
4.2.2	Cálculo de K y agregación temporal.....	67
4.3	Resultados	67
4.3.1	Evolución temporal del Factor K anual.....	67

4.3.2 Distribución estadística del Factor K por evento.....	68
4.4 Análisis de incertidumbre estadística	71
4.4.1 Aplicación herramienta Bootstrap	71
4.4.2 Intervalos de confianza del Factor K anual	71
4.4.3 Interpretación de la variación interanual	73
4.5 Sensibilidad con el instante de medición.....	74
4.5.1 Curva $K(t)$	74
4.5.2 Dispersión relativa por evento	76
4.5.3 Influencia del tipo de evento: nadir frente a peak.....	77
4.5.4 Corrección por banda muerta	80
4.6 Limitaciones del procedimiento ENTSO-E.....	81
Capítulo 5. Procedimientos Alternativos	83
5.1 Procedimiento Best MAE.....	83
5.1.1 Metodología.....	83
5.1.2 Δf con el procedimiento Best MAE.....	85
5.1.3 Factor K anual con el procedimiento Best MAE.....	86
5.2 Procedimiento de transitorio representativo	89
5.2.1 Metodología.....	89
5.2.2 Resultados	90
5.2.3 Limitaciones	91
5.3 Procedimiento detección presencia de secundaria.....	92
5.3.1 Metodología.....	92
5.3.2 Resultados procedimiento detección inicio de secundaria.....	97
5.4 Tratamiento estadístico, outliers y métricas de robustez.....	101
5.5 Parámetros de implementación.....	102
Capítulo 6. Conclusiones.....	103
Capítulo 7. Bibliografía.....	107

Índice de figuras

Figura 1-1: Regulación de Frecuencia ante una perturbación	24
Figura 1-2: Sistema continental europeo	27
Figura 1-3: División de TSO miembros de ENTSO-E.....	27
Figura 3-1: Modelo de respuesta en frecuencia del sistema.....	43
Figura 3-2: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de inercia H.	50
Figura 3-3: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de tiempo del governor T1.	51
Figura 3-4 : Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de tiempo dominante de la turbina T2.....	52
Figura 3-5: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones del coeficiente de amortiguamiento de la carga D.....	53
Figura 3-6: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la ganancia del governor Kg	54
Figura 3-7: Respuesta en frecuencia con y sin banda muerta de 10 mHz ($\Delta P = 0,03$ pu, $K = 25$ pu, $D = 1,5$).....	56
Figura 3-8: Banda de incertidumbre del sesgo en K estimado en función de α_{obs} ,.....	58
Figura 3-9: Ampliación de zona delimitada en rojo en la Figura 3-8.....	59
Figura 3-10: Sesgo en K estimado en función de α para distintos valores de K nominal ...	60
Figura 4-1: Ejemplo Cálculo ENTSO-E.....	64
Figura 4-2: Tipología de eventos.....	65
Figura 4-3: Sensibilidad de la ventana de tiempo al error de frecuencia en estado estacionario. Evento 20/04/2023 10:40h	66
Figura 4-4: Evolución temporal del Factor K – método ENTSO-E. Resultados recogidos en los Anexos II y III.....	68
Figura 4-5: Boxplot del Factor K por año con media y mediana	69
Figura 4-6: K vs Δf por año con ajuste lineal y coeficiente de correlación.....	70

Figura 4-7: Factor K anual calculado por el método ENTSO-E con intervalos de confianza al 90% obtenidos mediante bootstrapping (B = 10.000 iteraciones).....	72
Figura 4-8: Distribuciones bootstrap del Factor K para cada año analizado.....	74
Figura 4-9: K(t) utilizando ventanas para los eventos de 2023 y 2024.....	75
Figura 4-10: Rango relativo del Factor K en función del instante de medición para cada evento 2023 y 2024.	77
Figura 4-11: Comparación f(t) de un evento “nadir” y un evento “peak” correspondientes a 2023.	78
Figura 4-12: Desviación media de frecuencia $\Delta f(t)$ por tipo de evento (2023-2024).	79
Figura 5-1: Ejemplo de aplicación de Best MAE.....	84
Figura 5-2: Comparativa de la ventana de frecuencia cuasi-estacionaria calculada con procedimiento ENTSO-E y procedimiento Best MAE	85
Figura 5-3: Comparativa de la desviación de frecuencia estimada con el método ENTSO-E y el método Best MAE para todos los eventos de 2023 y 2024.....	86
Figura 5-4: Boxplot comparativo de Δf , $\Delta f/\Delta P$ y K-Factor: ENTSO-E vs Best MAE (2023-2024).....	88
Figura 5-5: Transitorio representativo de frecuencia normalizada y transitorios individuales de cada evento para 2023.....	90
Figura 5-6: Transitorio representativo de frecuencia normalizada y transitorios individuales de cada evento para 2024.....	91
Figura 5-7: Ejemplo de aplicación del algoritmo de detección de inicio de secundaria	93
Figura 5-8: Comparativa ENTSO-E vs detección de secundaria. Azul: frecuencia real; cian: f_0 inicial; verde: estimación ENTSO-E; rojo: inicio de secundariaanex.	96
Figura 5-9: Instante de inicio de regulación secundaria t_{sec} detectado para cada evento de 2023 y 2024.	98
Figura 5-10: Comparativa del Factor K calculado para cada evento con ambos métodos..	99
Figura 5-11: Distribución del Factor K por evento para los métodos ENTSO-E y detección de secundaria en 2023 y 2024.....	100

Índice de tablas

Tabla 3-1: Valores de los parámetros del modelo SFR.....	49
Tabla 3-2: Comparativa sesgo simulado vs analítico	61
Tabla 4-1: Resultados del análisis Bootstrap del Factor K anual. 10.000 iteraciones.....	72
Tabla 4-2: Factor K medio global y por año en función del instante central de la ventana de medición.	76
Tabla 4-3: Resultados agregados por año.....	80
Tabla 5-1: Comparativa Factor K ENTSO-E vs método Best MAE.....	87
Tabla 5-2: Resultados Factor K procedimiento de Transitorio Representativo	91

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

La frecuencia de un sistema eléctrico de potencia (SEP) es una variable fundamental para el análisis de su comportamiento dinámico y operativo. Se considera una variable global, ya que en régimen permanente es única y prácticamente uniforme en toda una red síncrona interconectada. Se comporta como un indicador directo del equilibrio entre generación y demanda, y está estrechamente vinculada a la velocidad de rotación de los generadores síncronos y de los motores conectados a la red.

Ante un desequilibrio entre generación y consumo en cualquier área de un SEP, la frecuencia se desvía de su valor nominal, dando lugar a situaciones de subfrecuencia o sobrefrecuencia. En estos nuevos estados de operación, el sistema pierde estabilidad y queda en una condición más vulnerable frente a nuevas perturbaciones.

Para solucionar los desvíos de frecuencia frente a su valor nominal los sistemas eléctricos de potencia cuentan con un control Potencia-Frecuencia (P-f), capaz de detener los desvíos y recuperar la frecuencia nominal, para la que se tienen en cuenta los costes de operación. Esta respuesta está relacionada con la característica de regulación del sistema que en el sistema continental europeo se denomina Factor K.

Este trabajo trata la estimación del Factor K, un parámetro fundamental para ENTSO-E y para el sistema síncrono europeo.

1.2 REGULACIÓN DE FRECUENCIA: NIVELES Y FUNCIONES

Para corregir los desequilibrios entre generación y demanda que se manifiestan en desviaciones de la frecuencia, el sistema eléctrico dispone de distintos niveles de regulación de frecuencia. Cada uno de estos niveles cumple funciones específicas, y actúa en diferentes escalas temporales, organizadas de forma jerárquica y secuencial tras la aparición de una perturbación.



Figura 1-1: Regulación de Frecuencia ante una perturbación

La Figura 1-1 ilustra los niveles de regulación de la frecuencia mostrando un comportamiento idealizado de cómo se comporta la frecuencia ante una perturbación. La caída inicial de la frecuencia tras el momento de la perturbación está limitada por la respuesta inercial, mientras que la regulación primaria estabiliza la frecuencia y la regulación secundaria la devuelve a su valor nominal.

1.2.1 RESPUESTA INERCIAL

Antes de la actuación de la regulación de frecuencia, el sistema experimenta una respuesta inercial debida a la energía cinética almacenada en las masas giratorias de los generadores síncronos y de los motores conectados a la red. Esta respuesta es puramente física y se produce de forma instantánea tras un desequilibrio entre la potencia generada y demandada, oponiéndose a la variación de la velocidad de giro de las máquinas y limitando la tasa de cambio de la frecuencia. Su efecto principal es frenar la caída o el aumento de la frecuencia, proporcionando al sistema un margen temporal para la actuación de los mecanismos de

regulación. No obstante, la inercia no aporta potencia adicional sostenida, sino que sólo limita la caída de la frecuencia hasta la entrada en funcionamiento de los sistemas de control capaces de modificar de forma controlada la potencia mecánica de los generadores para contener la desviación de frecuencia.

1.2.2 REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

La regulación primaria de frecuencia (RPF) es un mecanismo automático y de rápida actuación mediante el cual los generadores del sistema eléctrico ajustan su potencia activa en respuesta a desviaciones de la frecuencia respecto a su valor nominal. Esta regulación actúa de manera local, sin intervención directa del operador del sistema, y se basa en una característica de estatismo (droop) que establece una relación proporcional entre la variación de potencia activa y la desviación de frecuencia.

La actuación de la regulación primaria se inicia en los primeros instantes tras una perturbación, como la pérdida súbita de generación o una variación brusca de la demanda, y su objetivo principal es detener y limitar la desviación de la frecuencia, contribuyendo a la estabilidad inicial del sistema. Desde el punto de vista del control, la regulación primaria está constituida como un control proporcional que modifica la consigna de potencia mecánica de los generadores en función de la desviación de frecuencia medida localmente. Debido a esto, la regulación primaria no es capaz de restituir la frecuencia exactamente a su valor nominal, sino que conduce al sistema a un nuevo punto de equilibrio con un error estacionario de frecuencia.

1.2.3 REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

La regulación secundaria de frecuencia es un mecanismo de control típicamente centralizado de tipo integral que ajusta la potencia activa de un conjunto de generadores con el fin de restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal y corregir las desviaciones en los intercambios de potencia programados entre áreas de control, una vez ha actuado la regulación primaria. Este nivel de regulación es gestionado por el operador del sistema a

través de sistemas automáticos de control, comúnmente denominados Automatic Generation Control (AGC).

Su actuación se produce en un horizonte temporal de decenas de segundos a varios minutos, enviando consignas a las unidades participantes en función del Area Control Error (ACE), que combina el error de frecuencia y la desviación en los intercambios de potencia. Si un área donde ocurre una perturbación asume íntegramente su corrección, el factor de bias (B) empleado con el cálculo del ACE debe coincidir con el factor de respuesta de frecuencia natural del área, K. El objetivo final es eliminar el error estacionario de frecuencia y liberar la reserva primaria activada, dejándola disponible para futuras perturbaciones.

1.2.4 REGULACIÓN TERCIARIA DE FRECUENCIA

La regulación terciaria de frecuencia es un mecanismo de control mediante el cual el operador del sistema realiza ajustes manuales o semiautomáticos en la programación de generación y consumo. Su actuación se produce en un horizonte temporal de varios minutos a decenas de minutos, y puede implicar el arranque, la parada o el redispatch de unidades de generación.

1.3 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO EUROPEO PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

1.3.1 SISTEMA CONTINENTAL EUROPEO Y ENTSO-E

El sistema continental europeo opera como una red interconectada y síncrona, formada por diferentes sistemas eléctricos nacionales que comparten conexiones unos con los otros, haciendo que la frecuencia en régimen permanente sea la misma en todo el sistema continental europeo y que las faltas de cualquier punto de esta afecten al conjunto. En la Figura 1-2 se observan los sistemas nacionales que pertenecen al sistema continental europeo, existiendo interconexiones entre ellos.

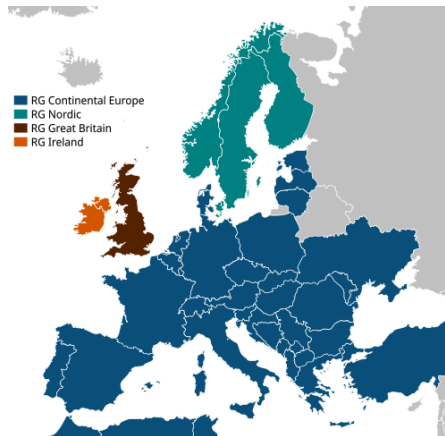


Figura 1-2: Sistema continental europeo

En este contexto, los Transmission System Operators (TSO) desempeñan un papel fundamental, siendo los responsables de la operación, mantenimiento y planificación de las redes de transporte de energía eléctrica dentro de sus respectivas áreas de control. Cada TSO debe garantizar en tiempo real el equilibrio entre generación y demanda en su zona, contribuyendo al mismo tiempo al correcto funcionamiento del sistema síncrono europeo en su conjunto.

El sistema continental europeo se encuentra dividido en diferentes áreas de control (Figura 1-3). Esta estructura permite repartir las responsabilidades de operación del sistema, exigiendo un elevado grado de coordinación entre las distintas áreas para asegurar una respuesta coherente frente a perturbaciones y mantener las condiciones de seguridad del sistema.

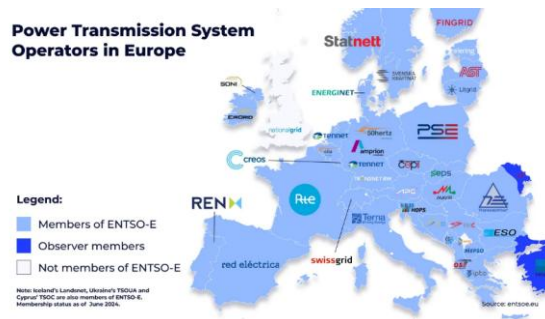


Figura 1-3: División de TSO miembros de ENTSO-E

A nivel europeo, dicha coordinación es llevada a cabo por ENTSO-E, un organismo que agrupa a los operadores de transporte de electricidad de Europa. Su principal función es establecer el marco de cooperación, tanto técnica como operativa, necesario para asegurar una gestión segura y coordinada de la zona síncrona europea. Entre sus ámbitos de actuación destacan el control de la frecuencia, la gestión de intercambios fronterizos y la seguridad del sistema en condiciones normales y perturbadas.

De este modo, ENTSO-E contribuye a establecer un conjunto de procedimientos comunes y criterios técnicos armonizados, contribuyendo a garantizar la estabilidad del sistema y facilitar una operación eficiente y segura de la red.

1.3.2 SYSTEM OPERATION GUIDELINE

La operación del sistema continental europeo se encuentra regulada por un conjunto de directrices y normas con el objetivo de armonizar el funcionamiento de las diferentes redes nacionales pertenecientes a esta gran red interconectada.

El Reglamento de aplicación directa en la regulación frecuencia es el System Operation Guideline (SOGL), que establece los requisitos y principios aplicables a la explotación del sistema en condiciones normales y perturbadas, incluyendo aspectos fundamentales como el control de frecuencia y la gestión de reservas, la coordinación entre áreas de control y la seguridad del sistema eléctrico interconectado. Su aplicación y cumplimiento es obligatorio para los operadores del sistema de transporte y crea un marco común para la operación coherente de la red continental europea. Los procedimientos de control de frecuencia definidos en el SOGL tienen su origen en el Operation Handbook de la UCTE, cuya Policy 1 estableció los fundamentos del control de carga-frecuencia y la definición del Factor K en el sistema síncrono continental [14].

1.3.2.1 Definiciones normativas SOGL

El SOGL incluye un conjunto de definiciones normativas que tienen como objetivo unificar la terminología empleada en la operación del sistema continental europeo. A continuación, se presentan las definiciones más significativas para el análisis del tema extraídas o adaptadas del artículo 3 del SOGL [10].

- Frecuencia nominal: Valor de referencia de la frecuencia de un sistema eléctrico en condiciones normales de operación. En el caso concreto del sistema continental europeo, el valor de referencia es de 50 Hercios [Hz]. Todas las desviaciones se medirán utilizando como base este valor, que representa el estado ideal de equilibrio entre la generación y demanda.
- Desviación estacionaria de frecuencia: Es la diferencia entre la frecuencia real del sistema y la frecuencia nominal una vez que han finalizado los transitorios iniciales provocados por la perturbación. Generalmente, este estado se alcanza al concluir la actuación de la regulación primaria de frecuencia, cuando la frecuencia se ha estabilizado en un valor diferente de la frecuencia nominal.
- Área LFC y bloque LFC: Se define como una parte del sistema eléctrico interconectado, gestionada por uno o varios operadores del sistema (área o bloque) donde se controla el equilibrio generación-demanda y se contribuye al conjunto global para el control de la frecuencia de un sistema síncrono. Un bloque puede estar formado por una o varias áreas LFC, actuando de manera coordinada en lo que respecta al control de frecuencia. La definición funcional de estas áreas es la coordinación de la regulación secundaria en el sistema, para las cuales se definen parámetros normativos específicos, como el Factor K o el factor de característica del área Bias (B).
- Reserva de contención de frecuencia (Frequency Containment Reserve, FCR): Es la capacidad de potencia activa disponible para ser activada automáticamente y de forma inmediata en respuesta a desviaciones de la frecuencia del sistema, actuando en el contexto de la regulación primaria de frecuencia. El principal objetivo de esta reserva es detener y limitar la desviación inicial de la frecuencia tras una perturbación, contribuyendo a la estabilidad del sistema en los primeros instantes posteriores a la perturbación. Se trata de un servicio complementario indispensable que deben cumplir las centrales de generación de cierta magnitud, regulado a nivel europeo y gestionado por los TSO, en coordinación a través de ENTSO-E.

1.3.2.2 Obligaciones de los TSO en materia de control de frecuencia

Una de las responsabilidades que tienen los TSO es mantener la frecuencia del sistema dentro de los márgenes admisibles definidos en la normativa europea conteniendo el equilibrio entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen diferentes márgenes admisibles de frecuencia descritos en el Artículo 127 del SOGL [10].

- Rango de frecuencia estándar: $50 \text{ Hz} \pm 50 \text{ mHz}$ — es decir, entre 49,95 Hz y 50,05 Hz. Este rango no debe superarse más de 15.000 minutos al año.
- Desviación máxima instantánea: $\pm 200 \text{ mHz}$ — es decir, entre 49,8 Hz y 50,2 Hz. Por debajo de 49,8 Hz el sistema entra en situación de emergencia.
- Desviación estacionaria máxima tras un evento dimensionante (pérdida de 3.000 MW): aproximadamente 115 mHz, con un margen máximo admisible de 200 mHz.

En este contexto, el SOGL establece que los TSO deben garantizar la disponibilidad de reservas suficientes para los distintos niveles de regulación de frecuencia. La correcta gestión de esta reserva es fundamental para evitar la propagación de perturbaciones entre áreas, al igual que la coordinación entre éstas.

Para cumplir con estas obligaciones, el SOGL opta por definir parámetros de control comunes, que permitan determinar la respuesta de cada área o bloque LFC frente a perturbaciones que provoquen desvíos de frecuencia. Entre dichos parámetros se encuentra el Factor K, un parámetro normativo que aplica a nivel de área o bloque LFC, cuya definición y métodos de cálculo serán analizados en los siguientes capítulos.

1.3.3 FACTOR K

El Factor K (también denominado característica de potencia-frecuencia del sistema) es un parámetro característico del control de frecuencia en sistemas eléctricos interconectados, y está definido para cada área o bloque LFC.

De acuerdo con la normativa europea, el valor del Factor K debe ser como mínimo igual a la contribución de la reserva de contención de frecuencia (FCR), la contribución de la

demanda y la contribución del autocontrol de la generación [10, Art. 156], tal y como se verá en el Capítulo 3 de este trabajo.

Desde un punto de vista práctico, el Factor K se expresa en megavatios por hercio (MW/Hz), lo que indica cuánta potencia activa varía en un área o bloque LFC cuando la frecuencia del sistema se desvía una unidad respecto a su valor nominal. Esta relación permite predecir cuánto va a variar la frecuencia ante una pérdida o ganancia súbita de potencia.

A escala del sistema continental europeo, la suma de los Factores K de todas las áreas que lo componen da lugar a la denominada característica potencia-frecuencia del sistema. No obstante, este valor no es constante ni puede calcularse con precisión en tiempo real. Su valor varía en función de distintos factores, como el conjunto de unidades de generación que participan en la reserva de contención de frecuencia o la composición de la demanda eléctrica en cada momento. Este parámetro global describe el comportamiento del sistema continental europeo ante una perturbación en cualquiera de sus áreas o bloques LFC, pudiendo variar con el tiempo.

Por este motivo, el SOGL establece que este valor debe determinarse de forma periódica. Se utilizan ventanas de tiempo anuales, calculando este parámetro a partir del análisis de perturbaciones ocurridas en este periodo. Una vez obtenido este valor global, los Factores K individuales se asignan a cada área o bloque LFC en función de su peso relativo en la producción y el consumo anual de energía eléctrica dentro del sistema síncrono europeo.

1.4 OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El objetivo de este trabajo es evaluar el procedimiento de cálculo del Factor K del sistema continental europeo establecido por ENTSO-E, identificar sus limitaciones metodológicas y proponer alternativas que mejoren la fiabilidad de la estimación con los datos disponibles en la práctica operativa.

Para ello, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. Replicar el procedimiento oficial de ENTSO-E a partir de los eventos de contingencia del período 2019–2024 y contrastar los resultados con los valores publicados.
2. Cuantificar la sensibilidad del Factor K estimado a la definición de la ventana de medición post-evento y a la composición del conjunto de eventos seleccionados.
3. Analizar el efecto de las bandas muertas de los governors sobre la activación efectiva de la regulación primaria y su influencia en el valor estimado del Factor K.
4. Desarrollar y evaluar tres métodos alternativos de estimación: el método Best MAE y el método de detección de regulación secundaria.
5. Analizar la incertidumbre estadística asociada al tamaño muestral disponible y su implicación sobre la interpretabilidad de las variaciones interanuales del parámetro.

El documento se organiza de la siguiente manera. El Capítulo 2 revisa el estado del conocimiento sobre la estimación del Factor K y concluye con las limitaciones que motivan el trabajo. El Capítulo 3 desarrolla el modelo dinámico de respuesta en frecuencia del sistema (SFR) que sirve de marco teórico para interpretar los resultados. El Capítulo 4 analiza el procedimiento utilizado en la actualidad y el Capítulo 5 propone alternativas al procedimiento actual. El Capítulo 6 recoge las conclusiones del trabajo y los anexos presentan el método del nadir y los resultados detallados evento a evento.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

La estimación del Factor K del sistema continental europeo es un problema que ha recibido especial relevancia en la literatura técnica a medida que la penetración de generación no síncrona ha ido reduciendo su valor. El debate en la literatura ha girado en torno a dos cuestiones fundamentales: cómo medir con precisión la respuesta cuasi-estacionaria del sistema, y hasta qué punto los valores estimados son representativos de la capacidad de regulación real del sistema. Este capítulo revisa el estado del conocimiento en ambas cuestiones, con el objetivo de poner en contexto las contribuciones de este trabajo.

El sistema continental europeo es lo suficientemente grande como para que perturbaciones de entre 1000 y 2000 MW produzcan desviaciones de frecuencia del orden de pocas decenas de milihercios [4]. Esa pequeñez de Δf es el origen de casi todos los problemas metodológicos. Cualquier imprecisión en la selección de la ventana temporal o en la identificación del régimen estacionario se amplifica directamente en el valor calculado de K, dado que este depende inversamente de Δf . Esta sensibilidad, documentada tanto en el procedimiento oficial de ENTSO-E como en los métodos alternativos propuestos en la literatura, es el hilo conductor del análisis que se desarrolla en los apartados siguientes.

En la literatura se identifican tres familias de métodos para la estimación del Factor K.

- Estado cuasi-estacionario: Cociente entre la magnitud de la perturbación y la desviación de frecuencia en estado estacionario. Es la más extendida en la práctica industrial [5].
- Identificación de parámetros en modelos dinámicos de función de transferencia: Obtiene el parámetro K como la ganancia continua del modelo identificado [6], [9], [15].

- Estimación mediante datos de operación normal: Elimina la dependencia de grandes perturbaciones [8], [16], [17].

Este capítulo describe en detalle los procedimientos de la primera familia que tienen aplicación operativa real, y revisa las propuestas más relevantes de las otras dos.

2.2 MÉTODOS BASADOS EN EL ESTADO ESTACIONARIO

2.2.1 PROCEDIMIENTO DE ENTSO-E

El procedimiento de ENTSO-E para la estimación del Factor K del sistema continental europeo se define en el Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) [5] y tiene su fundamento normativo en el Artículo 156 del SOGL [10, Art. 156]. Su objetivo es estimar anualmente la característica potencia-frecuencia de la red.

2.2.1.1 Selección de eventos válidos

El cálculo se basa en el análisis de eventos reales ocurridos en el sistema. Para ser considerado válido, un evento debe cumplir los siguientes criterios [5].

- La magnitud del desequilibrio de potencia activa debe superar los 1000 MW.
- La desviación de frecuencia cuasi-estacionaria debe superar los 25 mHz.
- El evento no debe producirse en la franja de cambio de programación horaria (± 5 minutos respecto al cambio de hora).
- Los eventos cuyos valores de Δf queden fuera del intervalo percentil 2,5-97,5% de la distribución anual son descartados como valores extremos.

2.2.1.2 Cálculo de la desviación de frecuencia

Para cada evento, la desviación de frecuencia se calcula como la diferencia entre la frecuencia media post-evento y la frecuencia media pre-evento, empleando las siguientes ventanas temporales:

$$\Delta f = Avg [f(t_0 + 10s, t_0 + 30s)] - Avg [f(t_0 - 10s, t_0)]$$

donde t_0 es el instante del evento. La verificación de Δf se realiza cruzando las mediciones del TSO del evento con la de otros TSOs del sistema continental europeo. Si las discrepancias superan los 15 mHz, el grupo de trabajo decide qué conjunto de datos utilizar. [5, C-2-1].

2.2.1.3 Cálculo del Factor K

El Factor K por evento se obtiene como:

$$K_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta f_i}$$

2.2.1.4 Promedio y valor final

El Factor K del sistema continental europeo en conjunto se determina como la media de los valores individuales K_i de todos los eventos válidos a lo largo de un período mínimo de tres años. Si el número de eventos válidos es inferior a 30, el período de observación se amplía. Además, si el valor calculado resulta inferior a la media histórica de los últimos cinco años, se adopta este último para preservar los márgenes de seguridad del sistema. [5, C-3-1].

2.2.1.5 Evolución histórica del procedimiento

El procedimiento actual supone una evolución respecto a la metodología anterior, descrita en la Policy 1 de UCTE [14]. En el enfoque histórico, la característica frecuencia-potencia no se estimaba a partir de eventos reales, sino que se construía agregando tres contribuciones estimadas teóricamente:

- Contribución de la regulación primaria (19.500 MW/Hz de media).
- Autocontrol de la generación, (estimado como la respuesta lineal del 50% de las unidades en servicio, equivalente a aproximadamente 3.060 MW/Hz en 2009).
- Contribución de la carga, (1% de variación de carga por Hz de desviación, equivalente a 4.120 MW/Hz con la demanda de 2009).

El valor global resultante en 2009 era de 26.680 MW/Hz [14, A-D4.6]. La transición hacia el método basado en eventos reales supera la limitación principal del enfoque anterior, que

asumía un rendimiento nominal del sistema sin contraste con el comportamiento real observado.

2.2.2 PROCEDIMIENTO DE NERC

NERC es el organismo regulador responsable de la fiabilidad del sistema eléctrico en América del Norte. A diferencia del sistema europeo, donde ENTSO-E estima un único Factor K para todo el sistema continental europeo, el procedimiento de NERC opera a nivel de área de balance individual (*Balancing Authorities, BA*), calculando para cada una la métrica FRM (*Frequency Response Measure*), regulada por el estándar BAL-003-2 [18].

2.2.2.1 Definición de puntos de medición

NERC define tres puntos de medición para caracterizar la respuesta de frecuencia ante un evento [19], [20]:

- Punto A: frecuencia pre-evento, calculada como el promedio en la ventana [-16s,0s] anterior del inicio del evento.
- Punto B: frecuencia cuasi-estacionaria post-evento, calculada como el promedio en la ventana [20s, 52s] posterior al evento.
- Punto C: nadir de frecuencia, definido como el valor mínimo alcanzado en los primeros 20 segundos tras el evento.

2.2.2.2 Cálculo del FRM

Cada BA calcula su FRM como la mediana anual de los valores individuales SEFRD (Single Event Frequency Response Data):

$$SEFRD = \frac{\Delta P_{intercambios}}{f_{A \rightarrow B}}$$

donde el numerador es la variación de los intercambios netos reales de la BA y el denominador es la diferencia de frecuencia entre los puntos A y B [18].

2.2.2.3 Selección de eventos válidos

Un evento es válido si la caída de frecuencia de A a C supera el umbral de la interconexión correspondiente, si el tiempo desde el inicio hasta la estabilización es inferior a 18 segundos y si la frecuencia pre-evento es relativamente estable y próxima a los 60 Hz. Se excluyen eventos durante grandes cambios de programación y los que ocurren en los 15 minutos anteriores a la hora en punto. [18]

2.2.2.4 Obligación de respuesta en frecuencia

NERC establece una obligación mínima de respuesta para cada interconexión (*IFRO*, *Interconnection Frequency Response Obligation*) y la distribuye entre las BA en proporción a su generación y demanda anuales (*FRO*, *Frequency Response Obligation*). EL FRM de cada BA debe ser igual o superior a su FRO asignado. [18]

La principal diferencia respecto al procedimiento de ENTSO-E es que NERC trabaja a nivel de área de balance individual mediante los flujos por interconexión, mientras que ENTSO-E estima un valor único para todo el sistema continental europeo. Esto permite a NERC asignar obligaciones de respuesta individualizadas por cada área BA, aunque la calidad de las mediciones de intercambio en cada área deben ser precisas.

2.2.3 PROCEDIMIENTO DE SEN

El SEN es el Sistema Eléctrico Nacional de Chile y opera como una única zona síncrona. El procedimiento de estimación del Factor K es análogo al de ENTSO-E con una diferencia en la manera en la que se aplica el parámetro estimado. Mientras ENTSO-E emplea un valor único trianual para todo el sistema síncrono, el SEN diferencia el valor del Bias por bloques horarios (seis intervalos diarios) y por estación, actualizando el parámetro anualmente a partir del promedio de los dos años anteriores [21]. Esta diferenciación temporal pone de manifiesto que la capacidad de regulación del sistema varía según las condiciones de operación, algo que el procedimiento de ENTSO-E no contempla.

2.3 MÉTODOS BASADOS EN LA IDENTIFICACIÓN DINÁMICA DE PARÁMETROS

En lugar de calcular el Factor K como un cociente entre dos valores puntuales, estos métodos ajustan un modelo dinámico a la traza temporal completa de la frecuencia y extraen K como un parámetro del modelo.

Este enfoque se aplicó al sistema japonés [15], ajustando un modelo de primer orden a los transitorios de frecuencia para estimar la inercia y el Factor K sin información precisa sobre la magnitud de la perturbación. Jones [6] hizo algo similar con el sistema síncrono insular de Gran Bretaña, usando un modelo ARIMAX con ventanas de 90 minutos con datos de la central de Dinorwig. Su conclusión fue que la precisión del estimador está limitada por las perturbaciones de carga desconocidas que dominan la señal de frecuencia en operación normal. Otro método estudiado en la literatura explica cómo obtener un estimador basado en correlación local entre frecuencia y potencia de intercambio [9], que en lugar de dar un único valor estacionario captura cómo evoluciona la respuesta a lo largo del evento.

En general, estos métodos son más robustos frente a la elección del instante de medición que los de estado estacionario, pero su implementación es más compleja y los resultados son sensibles a la calidad de los datos disponibles.

2.4 MÉTODOS BASADOS EN DATOS DE OPERACIÓN NORMAL

Estos métodos evitan depender de perturbaciones grandes y estiman el Factor K de forma continua a partir de las señales del control automático de generación (AGC).

En [8] se demuestra que es posible estimar β utilizando únicamente las señales estándar del AGC, sin esperar a que ocurra ningún evento. En [16] se desarrolló un estimador recursivo que actualiza el Factor K en cada instante a partir del ACE, la desviación de frecuencia y la generación total del área. En [17] se analizó la respuesta en frecuencia de sistemas interconectados desde datos operacionales, mostrando cómo el valor real del sistema se aleja del teórico calculado a partir de los parámetros nominales de los governors.

Es la familia más prometedora para tener un estimador actualizado en todo momento. El problema es que necesita datos sincronizados entre áreas de control y acceso a las señales internas del AGC, información que no está disponible de forma centralizada en el sistema europeo y que hace inviable aplicarla directamente en este trabajo.

2.5 LIMITACIONES DE LOS MÉTODOS BASADOS EN EL ESTADO ESTACIONARIO

Los tres procedimientos descritos comparten una idea común: estimar el Factor K como cociente entre variación de potencia y variación de frecuencia en estado estacionario en un evento real. Esta aproximación presenta limitaciones metodológicas bien identificadas en la literatura.

2.5.1 SENSIBILIDAD A LA VENTANA TEMPORAL DE MEDICIÓN

La elección del instante en que se mide Δf tiene impacto directo sobre el valor de K obtenido. Si la medición se realiza antes de que la regulación primaria haya estabilizado completamente la frecuencia, la variación de frecuencia en estado estacionario estará sobreestimada y K será un valor teórico más bajo que el real. Esta sensibilidad se analiza en detalle en la sección 4.5 de este trabajo, donde se cuantifica su impacto sobre el Factor K estimado para el sistema continental europeo, y ha sido documentada también para el sistema norteamericano [18].

2.5.2 EFECTO DE LAS BANDAS MUERTAS DE LOS GOVERNORS

El procedimiento asume que todos los governors activos responden proporcionalmente a la desviación de frecuencia. Sin embargo, la normativa europea establece una banda muerta estándar de ± 10 mHz para la FCR [10, Art. 156], dentro de la cual los governors no actúan. Para eventos con desviaciones de frecuencia pequeñas, una fracción significativa de la capacidad de regulación instalada puede no haberse activado en el momento de la medición, lo que hace que el Factor K estimado refleje solo la respuesta efectiva de ese evento

particular y no la capacidad de regulación real del sistema [14, A-D4.5]. Este efecto introduce una no linealidad que el procedimiento de cálculo estándar no corrige.

2.5.3 CONTAMINACIÓN POR REGULACIÓN SECUNDARIA

La ventana de medición post-evento utilizada por ENTSO-E [10s, 30s] puede solaparse con el inicio de la actuación de la regulación secundaria en algunos eventos. Cuando la regulación secundaria comienza a restaurar la frecuencia antes de que la ventana haya terminado, el Δf medido no corresponde al estado cuasi-estacionario con actuación pura de regulación primaria, sino a un estado intermedio en el que ambas regulaciones están actuando simultáneamente. Esto produce un sesgo en el parámetro que el procedimiento ENTSO-E no contempla ni controla.

2.5.4 LIMITACIONES DE RESOLUCIÓN DE LOS DATOS

La falta de precisión en datos como pueden ser la frecuencia, la potencia de intercambio entre áreas o el momento exacto de la perturbación limita la capacidad de identificar con precisión el instante en que la frecuencia alcanza el estado cuasi-estacionario, así como la detección del instante t_0 .

2.6 CONCLUSIONES PARCIALES ESTADO DEL ARTE

Después de revisar lo que existe en la literatura, quedan claros varios aspectos que nadie ha resuelto del todo. Los procedimientos de ENTSO-E, NERC y SEN funcionan bien en la práctica, pero ninguno cuestiona si la ventana de medición que usan introduce un sesgo en el resultado. A su vez, no hay ningún trabajo que cuantifique cuánto afectan las bandas muertas de los governors al Factor K estimado, ni que establezca un criterio claro para saber si la frecuencia medida en la ventana ya está siendo influenciada por la regulación secundaria o no. Los métodos dinámicos y los basados en operación normal son más precisos en la teoría, pero no se pueden aplicar directamente al sistema europeo porque los datos disponibles no tienen la resolución ni la cobertura necesaria.

Estos son los objetivos que motivan este trabajo. No se trata de proponer un nuevo modelo desde cero, sino de evaluar con datos reales cuánto afectan esos problemas al procedimiento de ENTSO-E y ver si es posible mejorarlo sin necesitar datos que no existen.

Capítulo 3. MODELO DINÁMICO SFR

3.1 INTRODUCCIÓN

La descripción de la regulación primaria presentada en el Capítulo 1 permite entender a grandes rasgos cómo se organiza la respuesta del sistema ante una perturbación. Sin embargo, para pasar de la descripción cualitativa a la ejecución y vincular con rigor la pérdida de potencia con la inercia y la respuesta primaria, se necesita una estructura matemática sólida.

Con este objetivo se desarrolla un modelo propio de respuesta en frecuencia del sistema, denominado modelo SFR (System Frequency Response) [7]. El modelo se centra en la interacción entre el regulador de velocidad (governor), la turbina y la inercia del sistema durante los primeros segundos tras la perturbación, cuando la regulación primaria es el mecanismo dominante. La regulación secundaria y la dinámica de caldera quedan fuera del modelo porque actúan en escalas de tiempo más lentas y no condicionan el valor del Factor K. El modelo puede interpretarse como un sistema de control en bucle cerrado en el que la entrada es la perturbación de potencia activa y la salida es la desviación de frecuencia una vez activada la regulación primaria. La Figura 3-1 muestra el esquema del modelo.

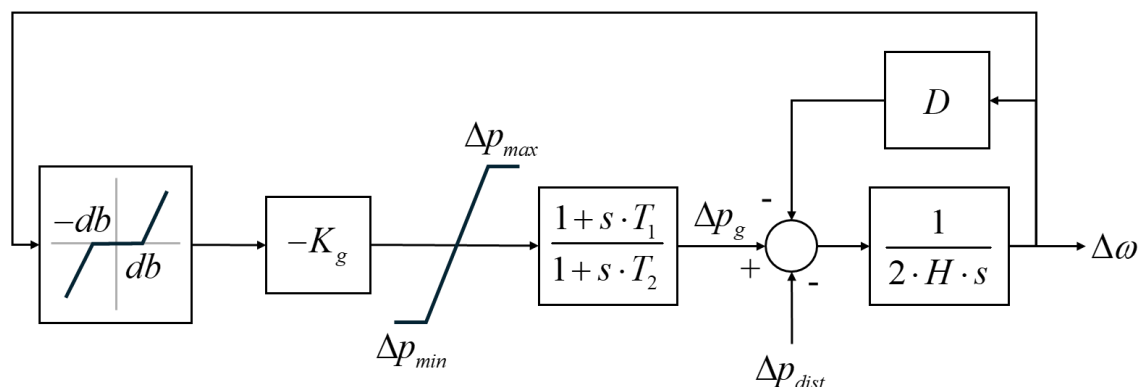


Figura 3-1: Modelo de respuesta en frecuencia del sistema

3.2 MODELADO DE LA DINÁMICA DE FRECUENCIA

3.2.1 INERCIA DEL SISTEMA Y DEPENDENCIA DE LA CARGA

El efecto de la inercia del sistema se representa en el modelo SFR mediante un rotor equivalente, modelado a través de la ecuación “swing”. Esta ecuación refleja el balance entre la potencia mecánica total y la potencia eléctrica de los generadores. Analizando las variaciones respecto al punto de operación inicial se obtiene la siguiente relación:

$$2H \frac{df}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_L - \Delta P_{dist} - D\Delta f$$

Donde H es la constante de inercia del sistema, D el coeficiente de amortiguamiento de la carga, Δf la desviación de frecuencia, ΔP_m la variación de potencia mecánica aportada por la regulación primaria, ΔP_L variación de la demanda y ΔP_{dist} la perturbación. En ausencia de deslastre de carga, $\Delta P_L = 0$.

En régimen estacionario la derivada de la frecuencia se anula y el equilibrio de potencias viene dado por la suma de las contribuciones de la regulación primaria y de la respuesta natural de la demanda:

$$\Delta P = \Delta P_{primaria} + D\Delta f$$

La respuesta de los generadores que participan en la regulación viene determinada por su característica de estatismo equivalente:

$$\Delta P_{primaria} = \frac{1}{R} \Delta f$$

lo que conduce directamente a la expresión del Factor K como parámetro agregado del sistema [6]:

$$K = \frac{1}{R} + D = K_g + D$$

De este modo, la desviación de frecuencia en régimen permanente ante un desequilibrio de potencia queda determinada por:

$$\Delta f_{ss} = \frac{\Delta P}{K}$$

Lo que demuestra que el valor observado de la desviación de frecuencia no depende únicamente de la magnitud del evento, sino también de la respuesta conjunta de la regulación primaria y de la carga.

En cuanto a la regulación primaria, el reparto de la respuesta de potencia entre las distintas unidades generadoras no es uniforme, estando condicionado por los estatismos y márgenes de regulación de cada grupo. Por este motivo, la aportación real de la reserva primaria no depende únicamente del valor nominal disponible, sino también del grado de activación que se produce durante el transitorio y de las limitaciones de los generadores, como las bandas muertas y los retardos de los sistemas de control. La contribución de cada unidad puede expresarse como:

$$\Delta P_i = \frac{1/R_i}{\sum_j 1/R_j} \Delta P$$

Aunque la desviación de frecuencia en estado estacionario no dependa de la inercia, ésta condiciona de forma directa el desarrollo temporal del transitorio. En particular, la tasa de variación inicial de la frecuencia (RoCoF) viene dada por:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P}{2H f_0}$$

lo que determina la profundidad del nadir y el grado de activación efectiva de la regulación primaria, especialmente en presencia de bandas muertas y retardos. Como consecuencia, parámetros asociados al comportamiento dinámico del sistema influyen indirectamente en el valor estimado del Factor K cuando este se obtiene a partir de perturbaciones reales.

3.2.2 REGULACIÓN PRIMARIA Y RESPUESTA DEL CONJUNTO GOVERNOR-TURBINA

La regulación primaria se implementa mediante una característica de estatismo proporcional (droop) en los governors de los generadores. La respuesta del sistema governor-turbina no es instantánea debido al movimiento de los actuadores y a la dinámica hidráulica o térmica del vapor, introduciendo retardos que hacen que la potencia mecánica evolucione en múltiples escalas de tiempo.

La acción del governor se modela mediante una función de transferencia de primer orden:

$$G_g(s) = \frac{-K_g * (1 + s * T_2)}{(1 + s * T_1)}$$

En ausencia de bandas muertas y limitaciones de potencia, la variación de generación en estado estacionario tras la perturbación es simplemente:

$$\Delta P = K_g * \Delta f_{ss}$$

La combinación de la ecuación de swing, el amortiguamiento de carga y el bloque governor-turbina permite obtener la función de transferencia en bucle cerrado del sistema completo entre la perturbación de potencia y la desviación de frecuencia. Partiendo de la ecuación de swing en dominio s y sustituyendo la acción del governor se obtiene:

$$\Delta f(s) = \frac{-K_{inv} * (1 + B_1 * s)}{(1 + A_1 * s + A_2 * s^2)} * \Delta P_{dist}(s)$$

Donde los coeficientes son:

$$K_{inv} = \frac{1}{(K_g + D)} \quad ; \quad B_1 = T_2$$

$$A_1 = \frac{(2H + D * T_2 + K_g * T_1)}{(K_g + D)} \quad ; \quad A_2 = \frac{2H * T_2}{(K_g + D)}$$

Esta expresión captura la dinámica natural del sistema previa a la actuación de la regulación secundaria, demostrando el papel de la inercia en el transitorio y del Factor K en el comportamiento en régimen permanente.

3.2.3 EL FACTOR K COMO GANANCIA EN ESTADO ESTACIONARIO DEL MODELO SFR

El Factor K mide la contribución de todos los elementos del sistema que participan en contener las desviaciones de frecuencia. En términos del modelo SFR, el Factor K (β) es la

ganancia en estado estacionario del modelo, es decir, el cociente entre la perturbación de potencia y la desviación de frecuencia resultante:

$$\beta = K = \frac{\Delta P_{dist}}{\Delta f_{ss}} = K_g + D$$

El Factor K es por tanto la suma de la ganancia de la regulación primaria y el amortiguamiento de la carga. Al ser pequeña la contribución de D, el término dominante es Kg. Conociendo la perturbación y la desviación de frecuencia en estado estacionario, el Factor K puede estimarse directamente. Esta es precisamente la base del procedimiento de ENTSO-E y de los métodos alternativos analizados en el Capítulo 5.

3.2.4 VALORES TÍPICOS DEL FACTOR K

El Factor K depende de la ganancia equivalente de la regulación primaria Kg y del coeficiente de amortiguamiento de carga D. Para un estatismo típico del 4%, Kg vale aproximadamente 25 pu, lo que significa que una caída del 4% en la frecuencia activa el 100% de la potencia nominal de las unidades participantes. El coeficiente D habitualmente no supera 2 pu.

Para obtener el Factor K en MW/Hz es necesario conocer la potencia que participa en la regulación primaria en el instante del evento. La expresión dimensional del Factor K es:

$$K \left[\frac{MW}{Hz} \right] = \frac{K_g [pu] * P_{reg} + D [pu] * P_{dem} [MW]}{f_0 [Hz]}$$

En el caso ideal en que toda la generación síncrona conectada al sistema participara en FCR con el estatismo de referencia, tomando como valores representativos del sistema continental europeo una generación síncrona media de 195 GW, una demanda media de 300 GW y f0 = 50 Hz:

$$K_{teórico} = \frac{25 * 195.000 + 1 * 300.000}{50} = 103.500 \frac{MW}{Hz}$$

Sin embargo, el valor del Factor K del sistema continental es aproximadamente 30.000 MW/Hz, apenas un 29% del valor teórico. Invirtiendo la expresión anterior para calcular qué potencia estaba regulando de manera efectiva, se obtiene que solamente 48.000 MW del total de potencia síncrona conectada actuó, lo que se traduce en un 25%. El 75% restante, aunque síncrono, no aportaba respuesta de frecuencia, ya sea porque sus governors operaban dentro de su banda muerta, porque habían alcanzado sus límites de potencia, o porque simplemente no participaban en FCR.

3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO SFR

Los parámetros del modelo SFR no tienen el mismo peso sobre la respuesta del sistema. En esta sección se analiza el efecto de cada uno sobre el transitorio de frecuencia, con el objetivo de identificar cuáles condicionan el Factor K y cuáles afectan principalmente a la dinámica del nadir.

3.3.1 PARÁMETROS INICIALES DEL MODELO

En el análisis de sensibilidad que se presenta a continuación, todos los parámetros y variables se expresan en por unidad (pu), referidos a un conjunto de valores base. El uso del sistema por unidad garantiza la consistencia dimensional del modelo y facilita la interpretación de la respuesta dinámica.

El modelo representa la regulación primaria de frecuencia de un único generador síncrono equipado con una turbina de vapor, empleado como sistema de orden reducido para analizar y comparar el impacto de las variaciones de parámetros sobre la dinámica de frecuencia. Esta representación simplificada permite aislar y evaluar con claridad la influencia de los parámetros clave sobre la respuesta de frecuencia. La Tabla 3-1 recoge los valores de referencia del modelo.

Tabla 3-1: Valores de los parámetros del modelo SFR

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Constante de inercia	H	6	s
Amortiguamiento de carga	D	1	pu
Constante de tiempo del governor	T_1	0,1	s
Constante de tiempo dominante turbina	T_2	10	s
Ganancia del governor	K_g	25	pu
Perturbación	ΔP_{dist}	0,05	pu

La perturbación ΔP_{dist} representa un desequilibrio repentino entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida, como una pérdida de generación o un incremento brusco de la demanda. En este modelo, la perturbación se aplica como un escalón en la potencia eléctrica, lo que permite evaluar el comportamiento transitorio del sistema bajo la acción de la regulación primaria.

3.3.2 CONSTANTE DE INERCIA H

La constante de inercia representa la energía cinética almacenada en las masas giratorias de la máquina. Determina la rapidez con que varía la frecuencia inmediatamente después de un desequilibrio entre la potencia mecánica y la eléctrica. La Figura 3-2 muestra la respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de inercia. Una inercia mayor ralentiza la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), proporcionando una mayor estabilidad en los primeros instantes tras la perturbación, mientras que una inercia menor produce una caída de frecuencia más rápida y profunda. Desde el punto de vista del modelo en estado estacionario, como se ve en la Figura 3-2, la constante de inercia no afecta al valor del Factor K. Sin embargo, en la práctica, una variación de la inercia desplaza el transitorio en el tiempo, que puede hacer que la ventana de medición fija de ENTSO-E capture la frecuencia en una fase diferente del transitorio y produzca un estimador del Factor K distinto. Este efecto es especialmente relevante para eventos donde la ventana [10 s, 30 s] se sitúa cerca del nadir, como se analiza en detalle en la sección 4.5.

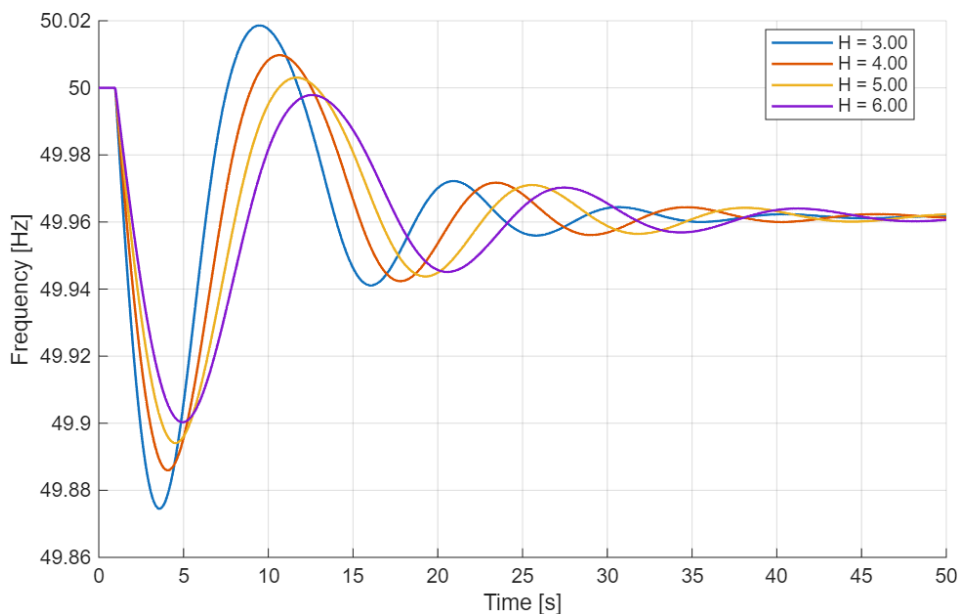


Figura 3-2: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de inercia H.

3.3.3 CONSTANTE DE TIEMPO DEL GOVERNOR T_1

T_1 caracteriza la velocidad de respuesta del governor: cuánto tarda el actuador en mover las válvulas una vez que detecta la desviación de frecuencia. Como se observa en la Figura 3-3, variar T_1 cambia la profundidad del nadir, pero no el momento en que se produce. Esto tiene una explicación física directa: el governor controla con qué fuerza reacciona la máquina ante la caída de frecuencia, pero no introduce un retardo lo suficientemente grande como para retrasar el mínimo. En otras palabras, un governor más rápido frena más la caída de frecuencia, pero el nadir sigue ocurriendo aproximadamente en el mismo instante.

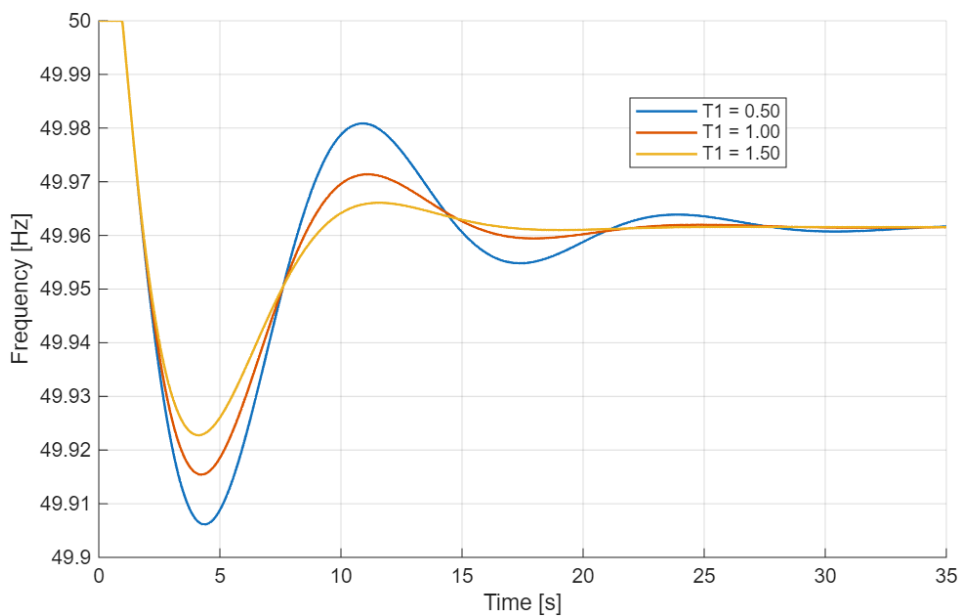


Figura 3-3: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de tiempo del governor T_1 .

3.3.4 CONSTANTE DE TIEMPO DOMINANTE DE LA TURBINA T_2

T_2 representa el retardo entre la orden del governor y la potencia mecánica efectivamente entregada, determinado por los procesos hidráulicos o térmicos internos de la turbina. Si los valores de T_2 son mayores, se produce una restauración de potencia más lenta, con nadires más profundos y un comportamiento más oscilatorio, mientras que valores menores mejoran la capacidad de respuesta y la estabilidad del sistema. La Figura 3-4 muestra este efecto.

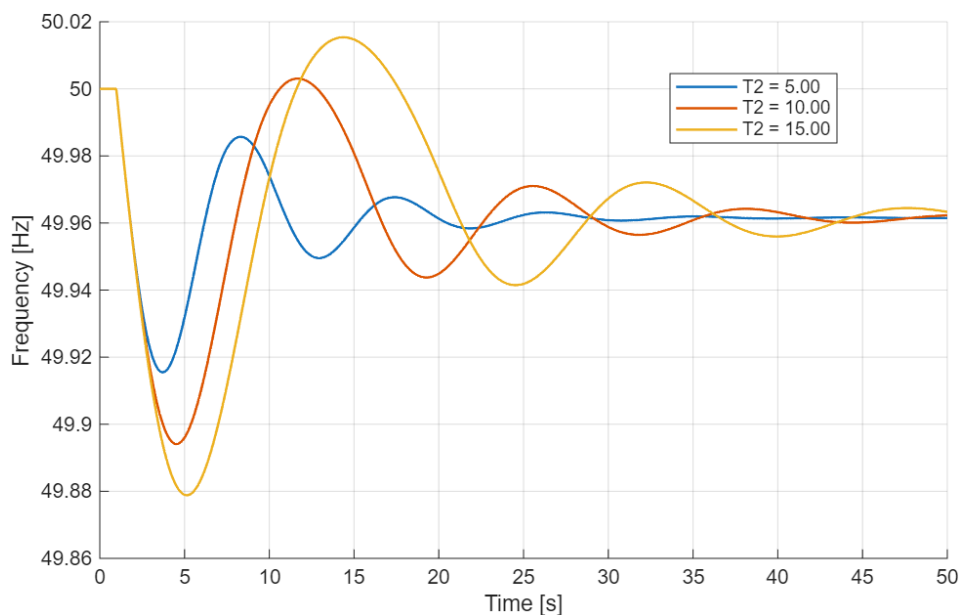


Figura 3-4 : Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la constante de tiempo dominante de la turbina T_2 .

3.3.5 COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA D

D representa la sensibilidad natural de la demanda a la frecuencia: cuando la frecuencia cae, parte de la carga consume menos potencia de forma proporcional, reduciendo así el desequilibrio sin intervención de ningún sistema de control. Como se observa en la Figura 3-5, valores mayores de D reducen la profundidad del nadir y disminuyen las oscilaciones, pero no modifican el RoCoF inicial. Esto es coherente con el carácter disipativo del amortiguamiento de la carga, que no frena la caída inicial de frecuencia, sino que reduce la amplitud y la duración de las oscilaciones una vez que la regulación primaria ha comenzado a actuar.

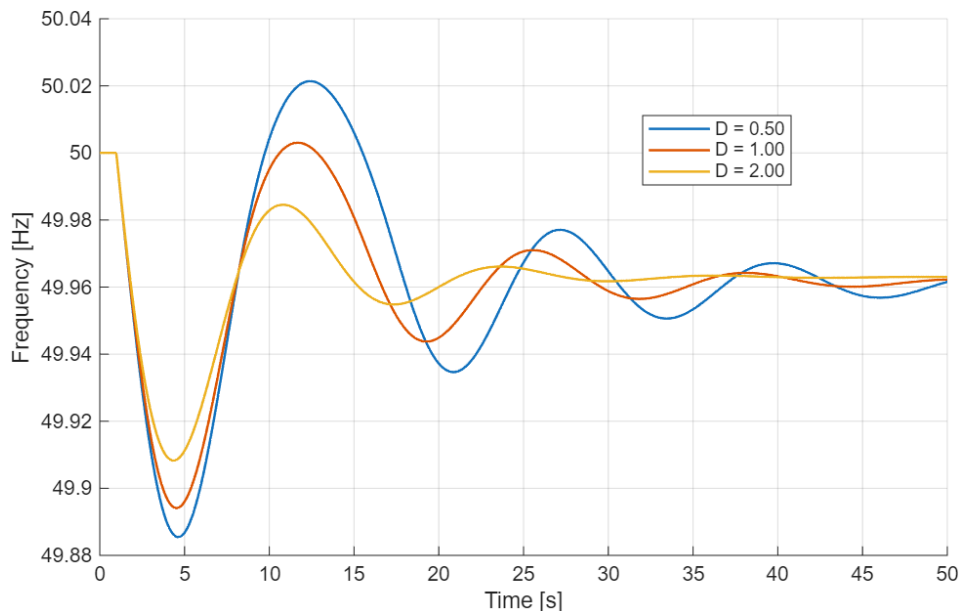


Figura 3-5: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones del coeficiente de amortiguamiento de la carga D .

3.3.6 GANANCIA DEL GOVERNOR K_g

K_g determina cuánta potencia de regulación primaria aporta el sistema por cada Hz de desviación de frecuencia. Junto con T_2 es el parámetro con mayor influencia sobre el Factor K en estado estacionario. Como muestra la Figura 3-6, valores mayores de K_g reducen tanto el nadir como la desviación de frecuencia en estado estacionario y aceleran la estabilización del sistema, sin afectar significativamente al RoCoF inicial, que sigue gobernado por la inercia. Esta relación directa entre K_g y el Factor K en estado estacionario es la razón por la que la reducción de generación síncrona en el mix energético, y por tanto de la ganancia efectiva del sistema, se traduce en una reducción del Factor K a largo plazo.

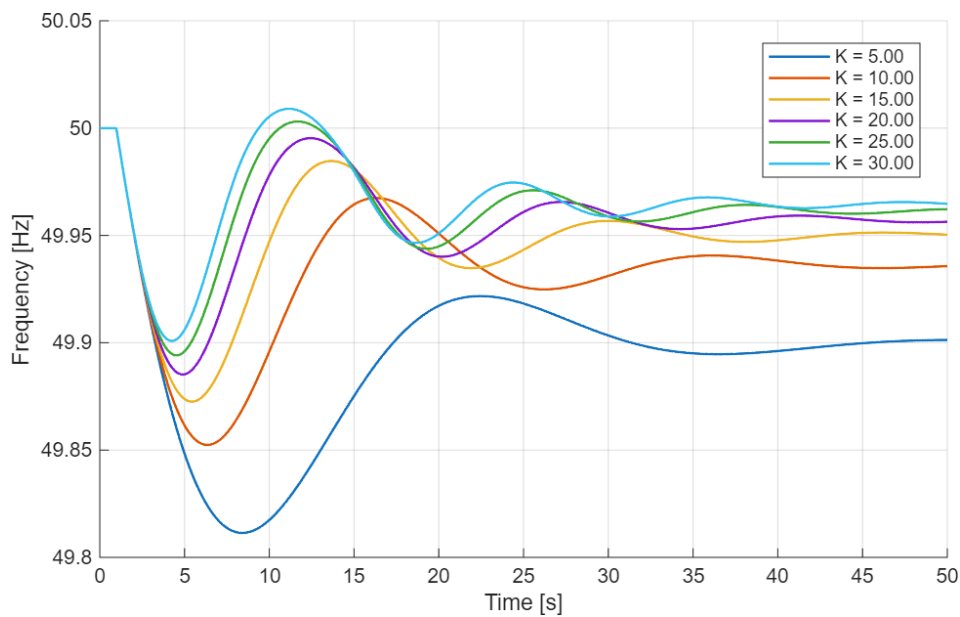


Figura 3-6: Respuesta en frecuencia del sistema ante variaciones de la ganancia del gobernador K_g .

3.4 ANÁLISIS DE LA AFECCIÓN DE BANDAS MUERTAS MEDIANTE MODELO SFR

3.4.1 AFECCIÓN DE LAS BANDAS MUERTAS AL FACTOR K

La normativa europea establece que la insensibilidad máxima admisible de los governors que participan en la FCR es de ± 10 mHz [10, Art. 156]. Dentro de este margen, los governors no modifican su consigna de potencia aunque la frecuencia se desvíe del valor nominal, lo que hace que la capacidad de regulación efectiva del sistema sea menor que la nominal ante perturbaciones pequeñas. El resultado es una desviación de frecuencia en estado estacionario mayor que la teórica, y por tanto un Factor K estimado sistemáticamente inferior al real.

La magnitud de este sesgo depende de dos factores. El primero es el tamaño relativo del evento respecto a la banda muerta, cuantificado mediante el parámetro adimensional $\alpha = \Delta f_{ss}/BM$: cuanto menor es α , mayor es la fracción de governors que permanece inactiva y mayor el sesgo. El segundo es el punto de operación inicial de la frecuencia en el momento del evento: si la frecuencia pre-evento ya se encuentra desplazada respecto al nominal, no es conocido el valor exacto de banda muerta, lo que modifica la capacidad de regulación efectiva de forma asimétrica. El análisis cuantitativo de ambos efectos se desarrolla en las secciones siguientes.

3.4.2 EFECTO SOBRE LA DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN ESTADO ESTACIONARIO

La Figura 3-7 muestra la respuesta de frecuencia del modelo SFR ante una perturbación de $\Delta P = 0,030$ pu para dos casos: con banda muerta de ± 10 mHz activa y sin ella. Durante el transitorio inicial ambas curvas son prácticamente idénticas. La diferencia aparece únicamente en el estado estacionario: sin banda muerta el sistema se estabiliza en $\Delta f_{ss} = -56,6$ mHz, mientras que con banda muerta lo hace en $\Delta f_{ss} = -66$ mHz. La banda muerta no distorsiona el transitorio sino el punto de equilibrio final, que es precisamente el valor

que se utiliza en los procedimientos basados en el estado estacionario para estimar el Factor K. Para este evento, el sesgo introducido es del 14,3%.

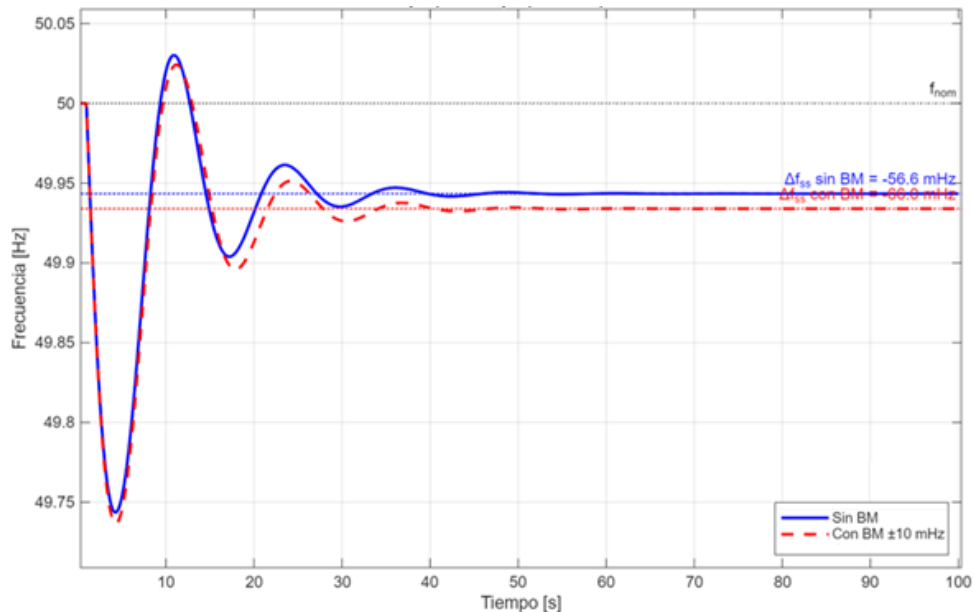


Figura 3-7: Respuesta en frecuencia con y sin banda muerta de 10 mHz ($\Delta P = 0,03$ pu, $K = 25$ pu, $D = 1,5$).

3.4.3 DEPENDENCIA DEL SESGO CON EL TAMAÑO DEL EVENTO

El sesgo observado en el ejemplo anterior no es constante, depende del tamaño relativo del evento respecto a la banda muerta.

La dependencia del sesgo con α_{obs} puede obtenerse analíticamente a partir del equilibrio de potencias en estado estacionario del modelo SFR. Sin banda muerta, el equilibrio entre la perturbación y la respuesta del sistema es:

$$\Delta P = (K_g + D) \cdot \frac{\Delta f_{ss, sin BM}}{f_0}$$

despejando:

$$\Delta f_{ss, sin BM} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{K_g + D}$$

Con banda muerta activa de umbral BM, el governor solo responde a la parte de la desviación que supera dicho umbral, aportando una potencia $K_g \cdot (\Delta f_{ss,conBM} - BM)/f_0$, mientras que el amortiguamiento de carga sigue respondiendo linealmente. El equilibrio queda:

$$\Delta P = \frac{(K_g + D) \cdot \Delta f_{ss,conBM} - K_g \cdot BM}{f_0}$$

despejando:

$$\Delta f_{ss,conBM} = \Delta f_{ss,sinBM} + \frac{K_g \cdot BM}{K_g + D}$$

La desviación con banda muerta es siempre mayor que sin ella. El sesgo en el Factor K estimado se define como la diferencia relativa entre ambos estimadores:

$$\text{sesgo} = \frac{K_{sinBM} - K_{conBM}}{K_{sinBM}} = \frac{\Delta f_{ss,conBM} - \Delta f_{ss,sinBM}}{\Delta f_{ss,conBM}} = \frac{K_g \cdot BM / (K_g + D)}{\Delta f_{ss,obs}}$$

Para el sistema europeo, donde $K_g \gg D$, el factor $K_g / (K_g + D) \approx 1$ y la expresión se reduce a:

$$\text{sesgo} \approx \frac{BM}{\Delta f_{ss,obs}} = \frac{1}{\alpha_{obs}}$$

La Figura 3-8 muestra el sesgo en la variable K estimado en función de α_{obs} para $D = 1$ y $D = 2$. Las curvas para $D = 1$ y $D = 2$ son prácticamente coincidentes, lo que confirma que el efecto de D sobre el sesgo es marginal porque la diferencia entre ambas no supera 1,5 puntos porcentuales en ningún punto del rango analizado. Esto simplifica la aplicación práctica del resultado: el sesgo puede estimarse conociendo únicamente α_{obs} , sin necesidad de conocer D.

El sesgo es fuertemente no lineal y decrece de forma monótona con α_{obs} . Para $\alpha_{obs} = 2$ ($\Delta f_{ss,obs} \approx 20$ mHz) el sesgo es del 48%, para $\alpha_{obs} = 4$ ($\Delta f_{ss,obs} \approx 40$ mHz) es del 22%,

y para $\alpha_{obs} = 10$ ($\Delta f_{ss,obs} \approx 100$ mHz) se reduce al 10%. Los eventos del dataset ENTSO-E presentan desviaciones de frecuencia entre 25 y 100 mHz, lo que corresponde a un rango de α_{obs} entre 2,5 y 10 y a sesgos entre el 10% y el 38%.

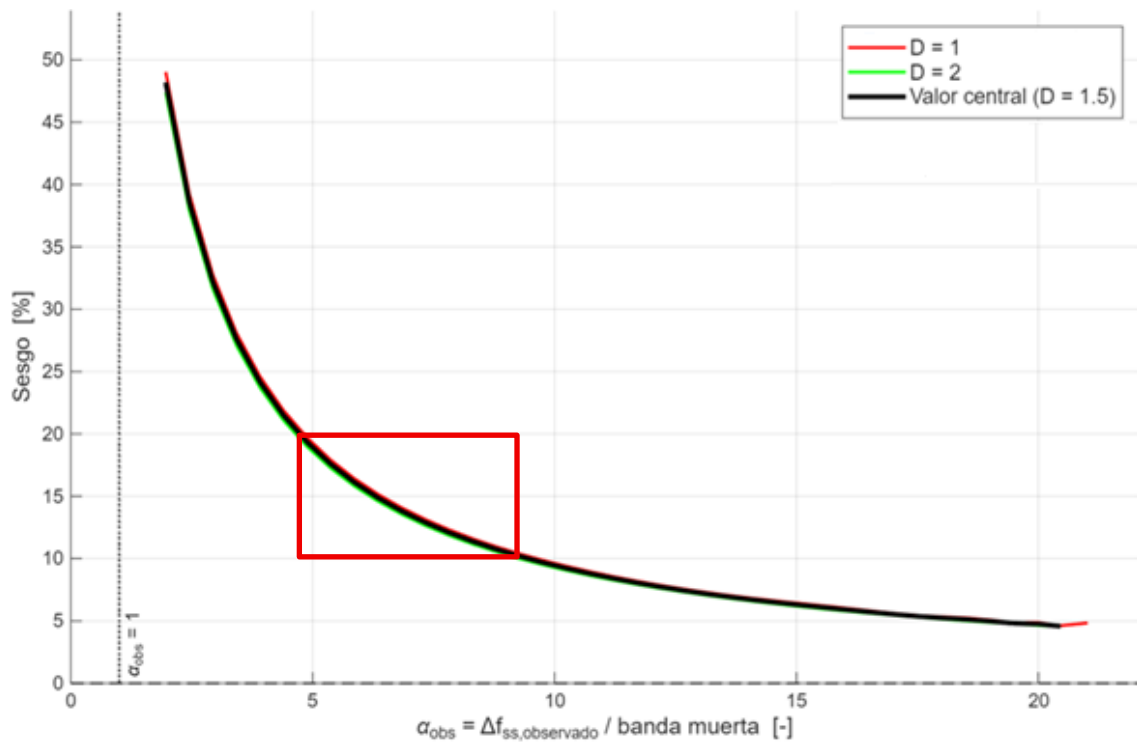


Figura 3-8: Banda de incertidumbre del sesgo en K estimado en función de α_{obs} ,

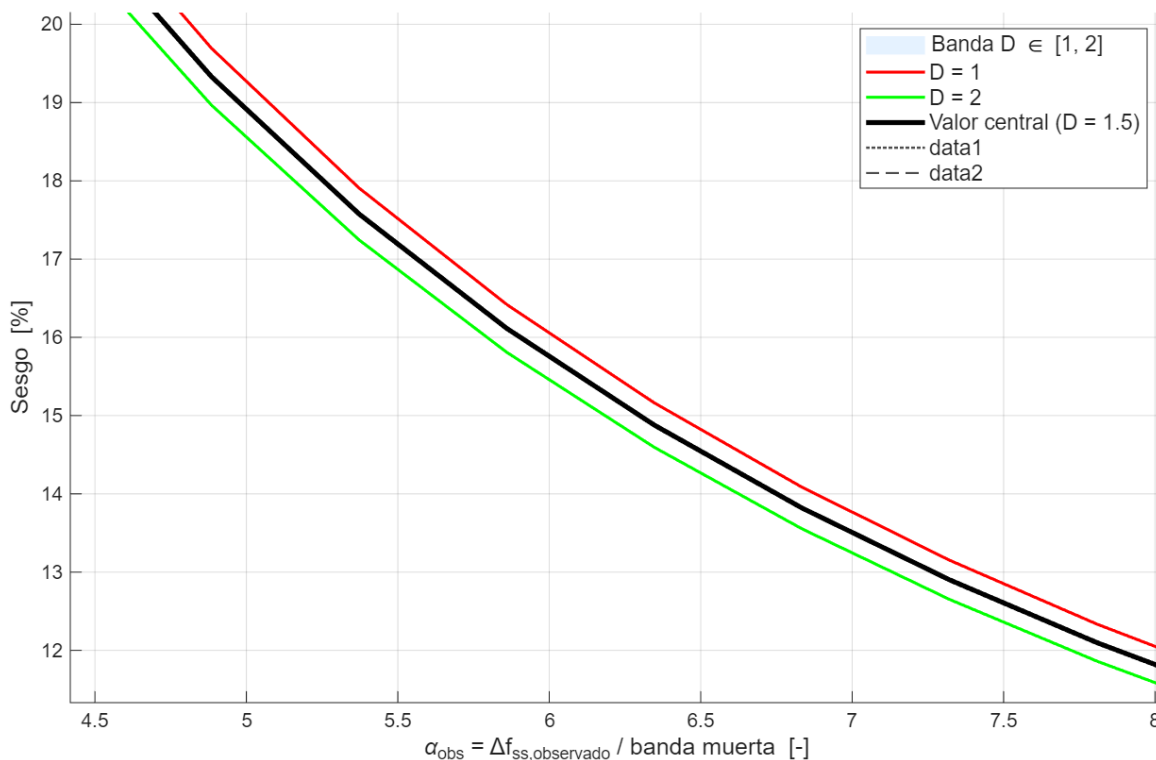


Figura 3-9: Ampliación de zona delimitada en rojo en la Figura 3-8

La Figura 3-9 es un zoom de la banda de incertidumbre entre $\alpha_{obs} = 4,5$ y $\alpha_{obs} = 8$, que corresponde al rango de $\Delta f_{ss,obs}$ entre 45 y 80 mHz, la zona más poblada del dataset ENTSO-E. En este intervalo la separación entre las curvas $D = 1$ y $D = 2$ es visible pero reducida: para $\alpha_{obs} = 5$ la diferencia es de aproximadamente 1,5 puntos porcentuales (20,1% para $D = 1$ frente a 18,6% para $D = 2$), y se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el rango ampliado.

La conclusión es que incluso en la zona de máxima separación entre curvas, la incertidumbre asociada al desconocimiento de D no supera los 2 puntos porcentuales. Dado que D no es un parámetro fácilmente calculable en el sistema europeo, este resultado es relevante: el sesgo puede estimarse con suficiente precisión usando únicamente α_{obs} y el valor central $D = 1,5$, sin que el error cometido sea significativo frente a la magnitud del propio sesgo.

La curva de la Figura 3-8 presenta además una propiedad fundamental que la hace directamente aplicable al sistema continental europeo: es prácticamente independiente del valor de K nominal del sistema. La verificación numérica con $K = 5, 10, 15, 20$ y 25 pu,

mostrada en la Figura 3-10, confirma que las cinco curvas son prácticamente coincidentes para $\alpha_{obs} > 5$, con una separación máxima en la zona de eventos pequeños donde $K = 5$ pu se aleja ligeramente del resto al no cumplirse con precisión la condición $K_g \gg D$.

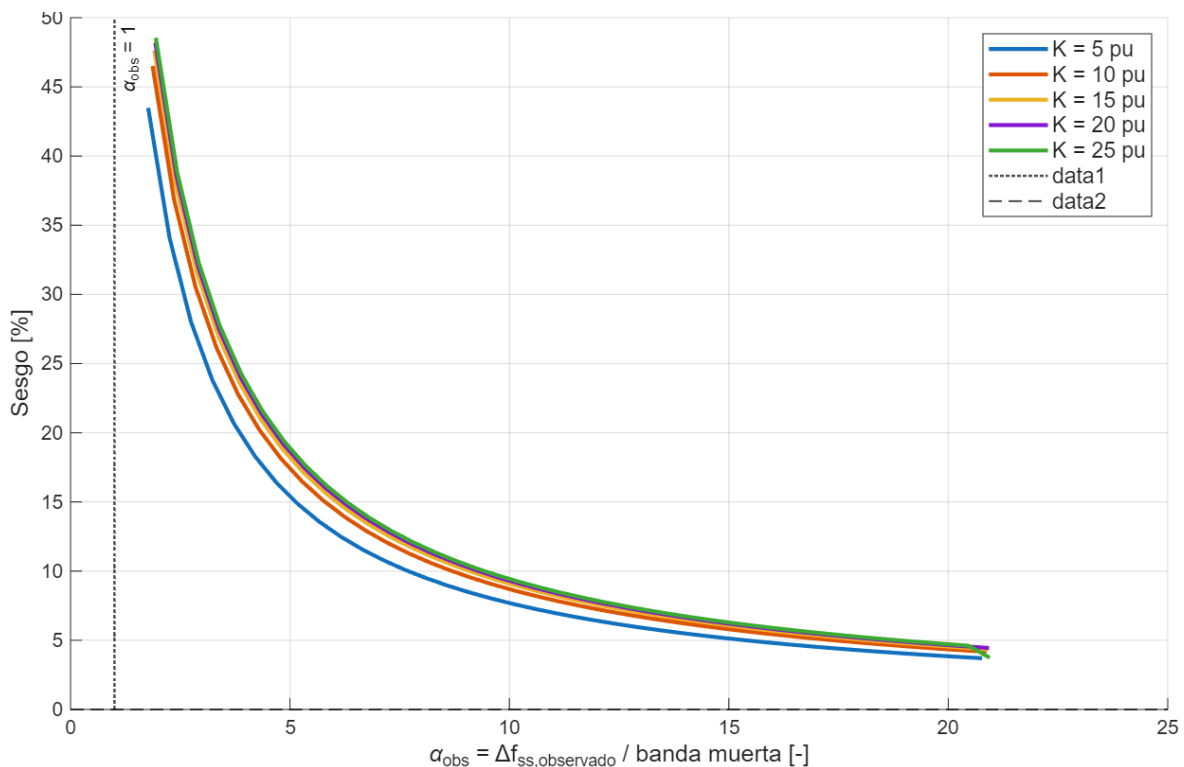


Figura 3-10: Sesgo en K estimado en función de α para distintos valores de K nominal

Este resultado es consistente con la expresión analítica del sesgo, donde la dependencia con K desaparece cuando $K_g \gg D$. La ventaja práctica obtenida es que la corrección del sesgo no requiere conocer el K real del sistema, solo Δf_{ss} y la banda muerta de los generadores, que es un parámetro normativo. Además, al estar BM en la expresión de α_{obs} , el valor de banda muerta del sistema puede variarse libremente para realizar análisis de sensibilidad sobre este parámetro.

3.4.4 CORRECCIÓN DEL SESGO POR BANDA MUERTA

La expresión analítica calculada en la sección anterior permite construir una corrección directa del sesgo introducido por la banda muerta sobre el Factor K estimado en eventos reales de sistema continental europeo. Despejando el Factor K real a partir de la definición del sesgo:

$$K_{corr} = \frac{K_{est}}{1 - sesgo} = \frac{K_{est}}{1 - BM/\Delta f_{ss,obs}}$$

donde K_{est} es el valor calculado por cualquier procedimiento de cálculo de Factor K utilizando el estado estacionario, $\Delta f_{ss,obs}$ es la desviación de frecuencia medida directamente en cada evento y $BM = 10$ mHz es el valor normativo establecido en la normativa europea [10, Art. 156]. La corrección es aplicable evento a evento sin necesidad de conocer ningún parámetro adicional del sistema.

Para validar su precisión se compara con los valores obtenidos directamente por simulación en el modelo SFR, donde el sesgo se calcula como la diferencia relativa entre el K estimado con y sin banda muerta activa. La Tabla 3-2 recoge esta comparación para $D = 1$ en el rango de α_{obs} representativo de desviaciones de frecuencia entre 1 y 10 veces la banda muerta:

Tabla 3-2: Comparativa sesgo simulado vs analítico

α_{obs}	Sesgo simulado (%)	Sesgo analítico $1/\alpha$ (%)	Diferencia (%)
2,94	32,8%	34%	-1,2%
3,91	24,6%	25,5%	-1,0%
4,89	19,7%	20,4%	-0,7%
5,86	16,4%	17%	-0,7%
7,81	11%	12,8%	-1,8%
9,76	9,9%	10,2%	-0,3%

La aproximación analítica sobreestima el sesgo simulado con una diferencia de menos del 2%. Esto significa que la corrección basada en la fórmula $1/\alpha$ es ligeramente conservadora. Para la finalidad de este análisis, el error introducido por la aproximación es despreciable frente a la magnitud del propio sesgo.

La corrección presenta una limitación práctica: para eventos con $\alpha_{obs} < 3$ ($\Delta f_{ss,obs} < 30$ mHz) el denominador se hace pequeño y la corrección amplifica excesivamente cualquier error en la medición de $\Delta f_{ss,obs}$, produciendo valores de K_{corr} físicamente inviables. Por este motivo, la corrección se aplica únicamente a los eventos con $\alpha_{obs} \geq 3$

Capítulo 4. PROCEDIMIENTO ENTSO-E

4.1 DATOS Y PROCESAMIENTO

4.1.1 BASE DE EVENTOS (2019-2024)

Para el cálculo del Factor K se emplea el conjunto de contingencias ocurridas en el sistema continental europeo entre 2019 y 2024 proporcionado por ENTSO-E. Para cada evento se dispone del instante t_0 y del desequilibrio de potencia activa ΔP asociado. El conjunto total comprende 77 eventos, de los cuales 62 superan los criterios de filtrado descritos en la sección 2.2.1. Los eventos válidos presentan desequilibrios de potencia entre 1.000 y 3.322 MW, con una media de 1.282 MW, y desviaciones de frecuencia entre 25 y 121 mHz, con una media de 47,6 mHz.

4.1.2 REGISTROS DE FRECUENCIA

Para cada evento se dispone del valor de desviación de frecuencia Δf_{ss} calculado por ENTSO-E. Para los años 2023 y 2024 se dispone adicionalmente de la traza temporal completa $f(t)$ con resolución de 1 segundo, 16 eventos en 2023 y 15 en 2024 una vez aplicados los filtros, lo que permite aplicar los métodos alternativos descritos en el Capítulo 5 y realizar el análisis de la respuesta en frecuencia presentado en la sección 4.5.

4.1.3 DATOS AUXILIARES

Para analizar la relación entre las condiciones del sistema y el Factor K estimado se emplea la potencia de generación síncrona conectada en la hora de cada evento, extraída del portal de Transparencia de ENTSO-E con resolución horaria. Este dato se utiliza para contextualizar la tendencia del Factor K en relación con los cambios en la composición del parque generador, aspecto que se discute en la sección 4.6.

4.2 IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO

4.2.1 CÁLCULO DE ΔF

La desviación de frecuencia cuasi-estacionaria de cada evento se calcula siguiendo el procedimiento descrito en la sección 2.2.1. La Figura 4-1 demuestra la aplicación de las ventanas temporales sobre un evento, mostrando cómo el intervalo de medición post-evento [t_0+10s , t_0+30s] se sitúa respecto al transitorio de frecuencia. La elección de esta ventana fija es el elemento central del análisis metodológico que se desarrolla en la sección 4.6.

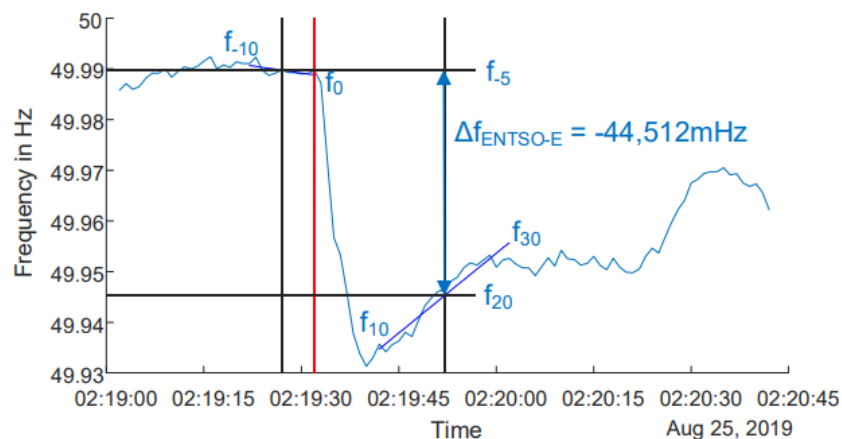


Figura 4-1: Ejemplo Cálculo ENTSO-E

La Figura 4-2 ilustra la aplicación real del procedimiento sobre tres eventos representativos del conjunto analizado, mostrando cómo el intervalo de medición post-evento, sombreado en naranja, se sitúa respecto al transitorio en cada caso.

Se demuestra que el comportamiento del sistema dentro de esa ventana no es homogéneo. En el evento nadir, producido por una pérdida de generación e ilustrado en color azul, la frecuencia cae por debajo de los 50 Hz y la ventana captura un tramo en proceso de estabilización donde la regulación primaria aún no ha completado su actuación. En el evento peak, producido por un exceso de generación o una pérdida de carga e ilustrado en color verde, la frecuencia sube por encima del valor nominal y se mantiene en un estado cuasi-estacionario durante el intervalo de medición. Esta es una tónica habitual de este tipo de eventos, tal y como se observa en el Anexo 1. En el tercer caso, ilustrado en color rojo,

la frecuencia presenta una pendiente apreciable dentro de la ventana, lo que indica que el sistema no ha alcanzado el régimen estacionario en el intervalo [10s, 30s] y que el valor de Δf obtenido está sesgado.

Esta heterogeneidad, presente en una fracción significativa de los eventos analizados, es el origen del sesgo sistemático del método de ENTSO-E que se cuantifica en la sección 4.6.

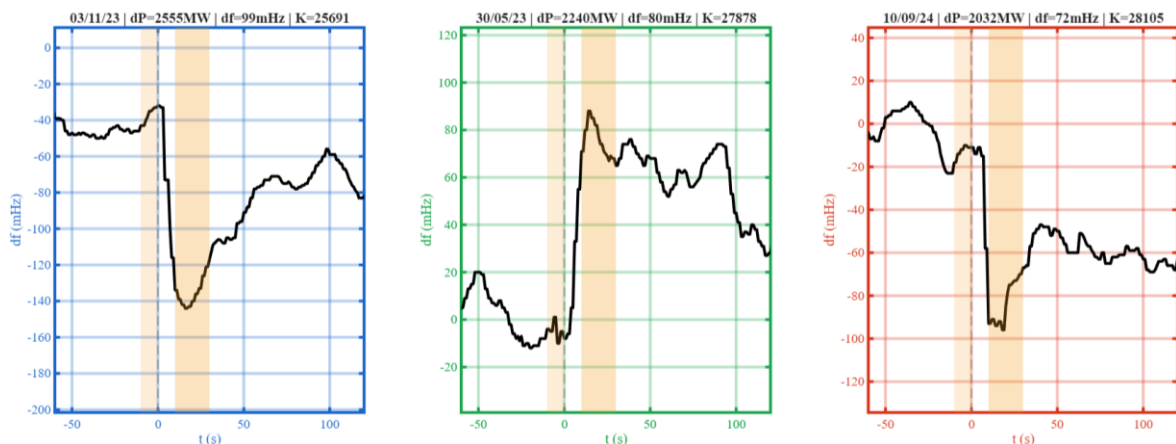


Figura 4-2: Tipología de eventos

Tal y como se muestra a continuación, la estimación de Δf puede variar significativamente al modificar el rango temporal del cálculo, lo que se traduce directamente en variaciones del Factor K. Por ello, se consideran métodos que ajustan la ventana Δf_{SS} al comportamiento real del transitorio, como el método Best-MAE o el método de análisis de entrada de regulación secundaria.

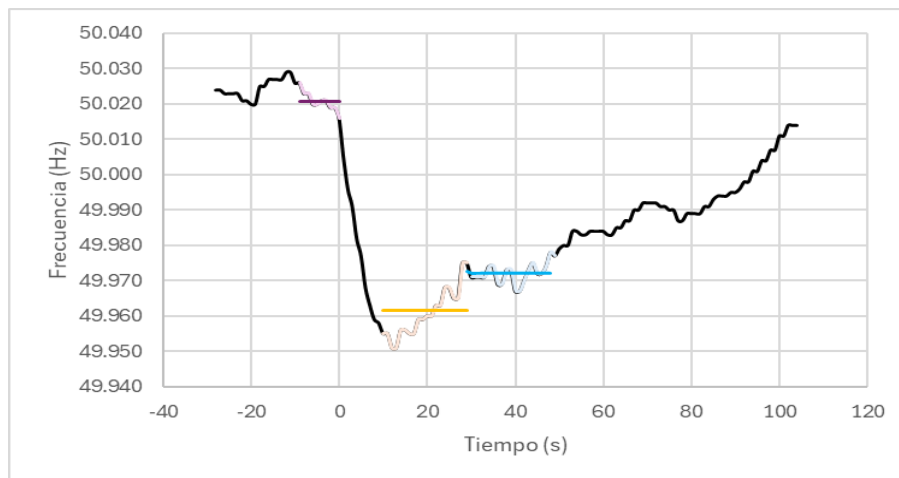


Figura 4-3: Sensibilidad de la ventana de tiempo al error de frecuencia en estado estacionario. Evento 20/04/2023 10:40h

En el evento de la Figura 4-3, se aprecia que la frecuencia no alcanza un régimen claramente estable en un instante fijo tras la perturbación, sino que evoluciona de forma gradual durante varias decenas de segundos. Por este motivo, el valor de la frecuencia “post-evento” obtenido como promedio depende de la ventana temporal seleccionada.

En la figura se han representado dos promedios post-evento: uno calculado en el intervalo 10–30 segundos y otro en 30–50 segundos. En este caso concreto (y en otros eventos de la base de datos) el intervalo 10–30 segundos no llega a recoger un tramo verdaderamente cuasi-estacionario, ya que la señal todavía presenta pendiente y oscilaciones asociadas a la predominancia de la regulación primaria. En cambio, en el intervalo 30–50 s la frecuencia muestra un comportamiento sensiblemente más “plano”, con menor deriva, por lo que el promedio resulta más representativo de la frecuencia estabilizada.

Una explicación física de este comportamiento es que, en operación real, la transición entre regulación primaria y secundaria no es instantánea ni ocurre por etapas totalmente separadas. Tras el incidente, la primaria actúa muy rápido para frenar la caída (aportando potencia de forma proporcional al error de frecuencia), pero a los pocos segundos comienza el ajuste del AGC (regulación secundaria), que va incrementando la potencia de las unidades asignadas para recuperar la frecuencia hacia 50 Hz. A medida que la frecuencia se recupera, la respuesta proporcional de la primaria se va retirando (al reducirse Δf), de modo que parte

del esfuerzo inicial “se transfiere” progresivamente a la secundaria. Este solapamiento hace que, durante un intervalo de tiempo, la frecuencia siga cambiando y no exista un estado estacionario limpio inmediatamente después del evento.

4.2.2 CÁLCULO DE K Y AGREGACIÓN TEMPORAL

El Factor K por evento se calcula como $K_i = \Delta P_i / \Delta f_i$ en MW/Hz. La agregación temporal sigue el criterio descrito en la sección 2.2.1. Los valores publicados por ENTSO-E muestran una tendencia estable en torno a 29.000 MW/Hz entre 2019 y 2023, con un descenso apreciable en 2024 [5]. Los resultados obtenidos en este trabajo se presentan en la sección 4.3.

En este trabajo se adopta la misma agregación temporal que emplea ENTSO-E con dos objetivos:

1. Reproducir el método de ENTSO-E y disponer de una referencia directa comparable con el nuevo cálculo.
2. Evaluar la robustez del resultado analizando cómo varía el parámetro cuando se le introducen cambios metodológicos razonables, como la selección de nuevas ventanas para calcular Δf o el tratamiento de eventos atípicos (outliers).

4.3 RESULTADOS

4.3.1 EVOLUCIÓN TEMPORAL DEL FACTOR K ANUAL

La aplicación del procedimiento de ENTSO-E a los 62 eventos válidos del período 2019-2024 permite obtener el Factor K anual para los años 2022, 2023 y 2024, que son los únicos que cumplen con la regla de tener los eventos necesarios. Los valores obtenidos se recogen en la Figura 4-4, que muestra tanto el Factor K individual de cada evento como el valor anual calculado como media de los eventos de los años anteriores, como indica la regla expuesta en 2.2.1.4.

El Factor K desciende de 29.011 MW/Hz en 2022 a 26.768 MW/Hz en 2023, una reducción del 7,7%. En 2024 el valor se sitúa en 26.528 MW/Hz, prácticamente idéntico al de 2023, lo

que sugiere una estabilización tras el descenso anterior. El número de eventos incluidos en cada ventana es de 28, 32 y 40 respectivamente.

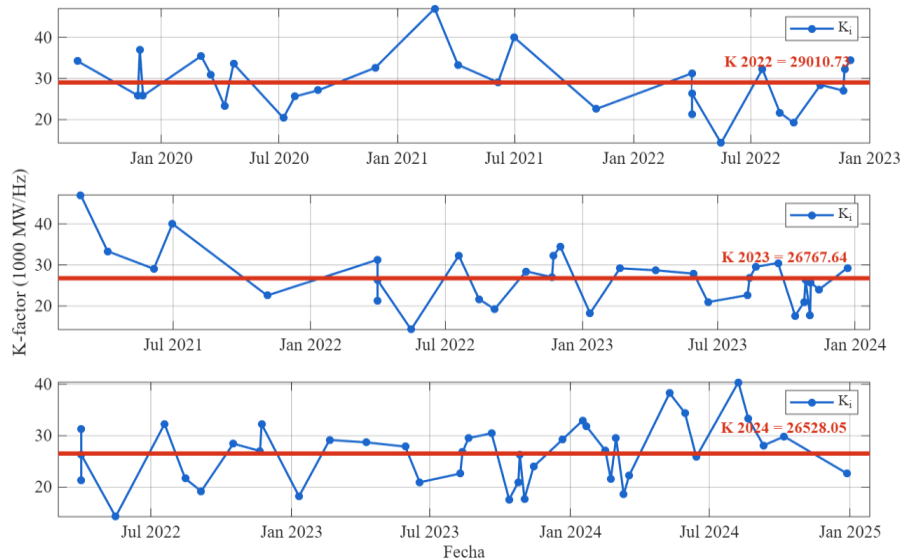


Figura 4-4: Evolución temporal del Factor K – método ENTSO-E. Resultados recogidos en los Anexos II y III.

4.3.2 DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DEL FACTOR K POR EVENTO

El análisis de la distribución de los valores individuales del Factor K en los diferentes años revela una elevada dispersión. El boxplot de la Figura 4-5 muestra que los rangos intercuartílicos (IQ) son amplios y que existen outliers en los eventos utilizados para calcular el parámetro en los tres años indicados. En especial, se aprecia que la media es menor que la mediana en los años 2023 y 2024, indicando distribuciones asimétricas con cola hacia valores bajos.

La explicación física de esta asimetría es que el Factor K se calcula como el cociente entre la variación de la potencia y la desviación de frecuencia estimada, donde la potencia perturbada varía en un rango relativamente estrecho entre los eventos que superan los filtros impuestos por ENTSO-E, lo que hace que la variación del parámetro esté dominada por la variabilidad de Δf . Cuando la variación de frecuencia es pequeña – porque el evento es pequeño comparado con la potencia base del sistema – la división produce valores de K elevados, muy influenciados por factores dinámicos como las bandas muertas de los

generadores. Por el contrario, cuando la ventana captura la frecuencia en un valor menor al alcanzado en el estado estacionario, el Factor K es artificialmente bajo.

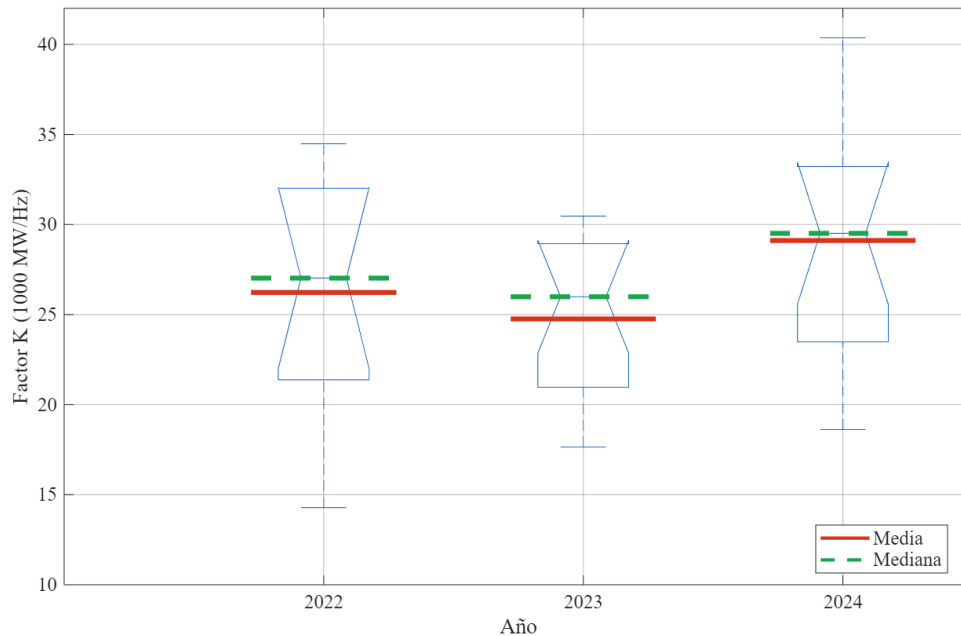


Figura 4-5: Boxplot del Factor K por año con media y mediana

* Para la realización de la Figura 4-5 no se ha tenido en cuenta el criterio de filtrado por percentiles.

En 2022 se observan dos tendencias claras, un grupo en torno a 25.000 – 27.000 MW/Hz y otro en torno a 30.000 – 32.000 MW/Hz, junto con un outlier en 14.000 MW/Hz que desplaza la media significativamente. En 2023 la distribución muestra una cola pronunciada hacia valores bajos, mientras que en 2024 la distribución es la más compacta y simétrica de las tres, con la mayoría de los eventos concentrados entre 27.000 y 32.000 MW/Hz.

La Figura 4-6 muestra la correlación entre el Factor K individual de cada evento y la variación de frecuencia estimada. Para el correcto análisis de estas distribuciones se ha calculado el coeficiente de Pearson que es de -0.94 en 2022, -0.34 en 2023 y -0.72 en 2024. Observando los coeficientes y la Figura 4-6, se puede argumentar que la correlación es fuerte en los años 2022 y 2024, al contrario que en el año 2023.

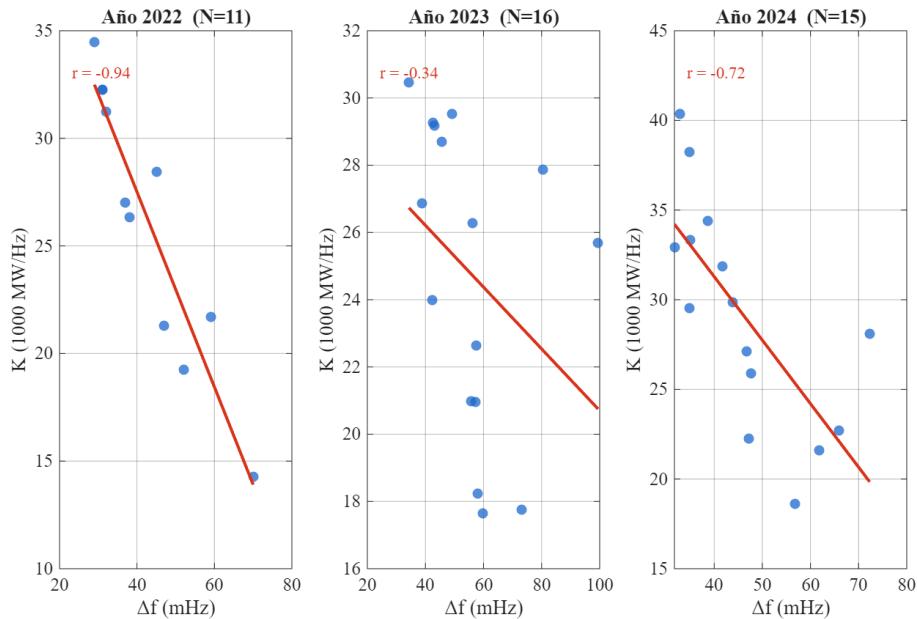


Figura 4-6: K vs Δf por año con ajuste lineal y coeficiente de correlación

El valor notablemente más bajo de este coeficiente no es una anomalía sino un resultado esperable. En ese año se pueden observar eventos con perfiles temporales muy diferentes entre sí, haciendo que la ventana de ENTSO-E situada entre el segundo 10 y el segundo 30 post-evento no capture el mismo instante del transitorio en todos los eventos, produciendo valores de Δf estimados que no son comparables entre sí, rompiendo la relación sistemática con K, lo que contribuye a la mayor dispersión observada en ese año respecto a 2022 y 2024.

El resultado es que el Factor K calculado depende fuertemente de qué perturbaciones particulares ocurren en cada período, introduciendo una fuente de variabilidad no relacionada con cambios estructurales del sistema. Esta observación abre dos líneas de análisis que se desarrollan en las secciones siguientes. La primera es estudiar cómo afecta el instante exacto de medición de Δf al valor de K obtenido, incluyendo el análisis diferenciado por tipo de evento. La segunda es aproximar la dinámica del sistema mediante los métodos alternativos presentados en el capítulo 5.

4.4 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE ESTADÍSTICA

4.4.1 APLICACIÓN HERRAMIENTA BOOTSTRAP

La motivación para utilizar esta metodología de análisis estadístico es el insuficiente número de eventos para asumir que el estimador de la media converge con la precisión del valor poblacional. Para cuantificar la incertidumbre estadística asociada al tamaño muestral se aplica el método de remuestreo bootstrap no paramétrico [11], que permite construir intervalos de confianza sin necesidad de asumir ninguna distribución paramétrica para los datos.

El procedimiento consiste en generar 10.000 muestras alternativas de tamaño N a partir de los N eventos disponibles en cada ventana anual, seleccionando cada elemento **con** reposición: en cada extracción se elige aleatoriamente uno de los N eventos originales, con igual probabilidad, y ese evento se devuelve al conjunto antes de la siguiente extracción. Como consecuencia, en una muestra dada un mismo evento puede aparecer varias veces mientras que otros no aparecen ninguna. El Factor K se calcula sobre cada muestra de la misma forma que lo hace ENTSO-E, obteniendo 10.000 valores posibles del estimador. El intervalo de confianza al 90% se define como el rango entre el percentil 5% y el percentil 95% de esa distribución empírica.

El objetivo es evaluar si el Factor K que ENTSO-E publica cada año es robusto o, por el contrario, depende fuertemente de qué perturbaciones concretas ocurrieron ese año. Si el resultado cambia mucho de una muestra a otra, significa que el tamaño muestral es insuficiente para estimar el parámetro con precisión y que el valor publicado no debe interpretarse como una medida exacta del estado del sistema.

4.4.2 INTERVALOS DE CONFIANZA DEL FACTOR K ANUAL

Los resultados del análisis Bootstrap se presentan en la Tabla 4-1 y en la Figura 4-7. Los intervalos de confianza al 90% son amplios en los tres años analizados, con amplitudes de 5.276 MW/Hz en 2022, 3.734 MW/Hz en 2023 y 3.113 MW/Hz en 2024. La reducción progresiva de la amplitud del intervalo refleja el incremento muestral de un año al siguiente.

Tabla 4-1: Resultados del análisis Bootstrap del Factor K anual. 10.000 iteraciones.

Año	N	K (MW/Hz)	IC 90% inf.	IC 90% sup.	Amplitud IC
2022	28	29.011	24.161	29.437	5.276
2023	32	26.768	22.745	26.479	3.734
2024	40	26.528	23.020	26.133	3.113

Una observación relevante es la posición del valor de ENTSO-E respecto a la distribución bootstrap, donde se sitúa en la zona alta e incluso por encima del límite superior en 2023 y 2024. La razón es que ambos se calculan de forma distinta: ENTSO-E hace la media de los cocientes $\Delta P_i/\Delta f_i$ dando igual peso a todos los eventos, mientras que el bootstrap usa una regresión por el origen que pesa más los eventos de mayor desviación de frecuencia. Por ello esta comparación no mide la robustez del estimador de ENTSO-E, sino que contrapone su valor oficial al de un estimador alternativo. La diferencia tiene una explicación física: los eventos pequeños presentan un Factor K más alto por efecto de la banda muerta (Sección 3.4), de modo que la media de cocientes, al darles el mismo peso, eleva el resultado, mientras que la regresión, al pesar más los eventos grandes de menor K, da un valor inferior. El estimador oficial resulta así sistemáticamente más alto que el de regresión sobre los mismos eventos.

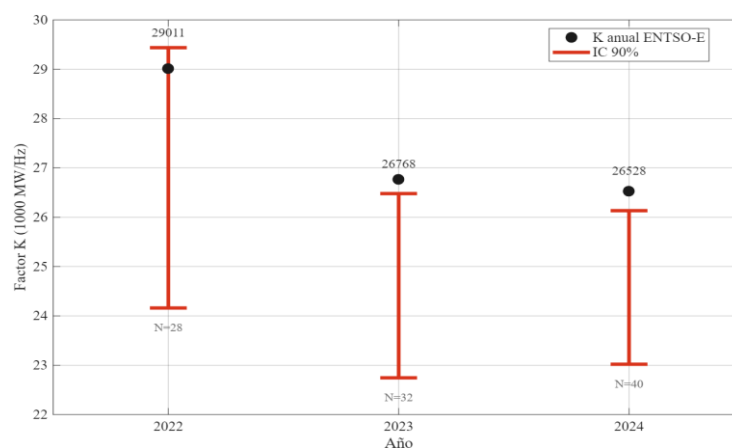


Figura 4-7: Factor K anual calculado por el método ENTSO-E con intervalos de confianza al 90% obtenidos mediante bootstrapping ($B = 10.000$ iteraciones)

4.4.3 INTERPRETACIÓN DE LA VARIACIÓN INTERANUAL

Tras la aplicación de la herramienta estadística se puede concluir que el solapamiento entre los intervalos de confianza de los tres años es casi completo. El intervalo de 2022 contiene los valores centrales de 2023 y 2024, y el intervalo de 2023 se superpone ampliamente con el de 2024. La diferencia de 2.250 MW/Hz observada entre 2022 y 2023 no es suficientemente grande como para poder afirmar que refleja un cambio real en el sistema, dado el número de eventos disponibles.

Esto tiene una implicación directa sobre cómo interpretar los resultados que publica ENTSO-E: no es posible determinar a partir de los datos disponibles si la bajada observada entre 2022 y 2023 refleja un cambio real en las características del sistema o es simplemente una fluctuación muestral.

La Figura 4-8 permite observar que las distribuciones de 2023 y 2024 son asimétricas, con colas pronunciadas hacia valores bajos. La distribución de 2022 es más simétrica pero también más ancha, consecuencia del menor tamaño muestral. El hecho de que las tres distribuciones se superpongan en la mayor parte de su rango confirma lo que ya apuntaban los intervalos de confianza: las diferencias de K entre años son demasiado pequeñas para poder afirmar con seguridad que el sistema ha cambiado.

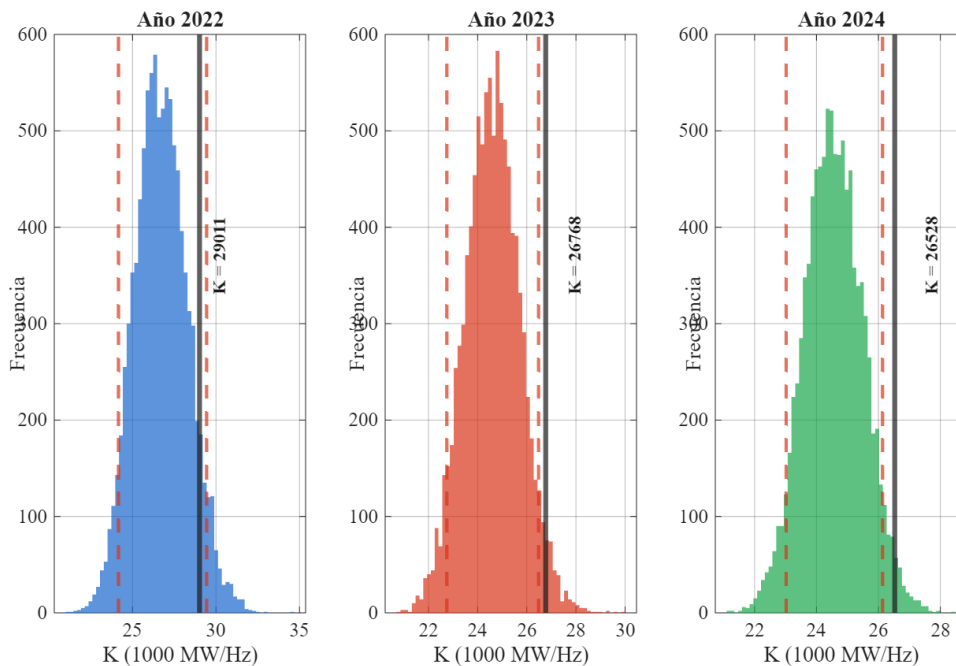


Figura 4-8: Distribuciones bootstrap del Factor K para cada año analizado

4.5 SENSIBILIDAD CON EL INSTANTE DE MEDICIÓN

4.5.1 CURVA K(T)

Una de las fundamentales hipótesis del método de ENTSO-E es que la frecuencia ha alcanzado un régimen estacionario durante la ventana de medición [10s, 30s]. Para comprobar la validez de esta hipótesis, se calcula el Factor K para cada evento de 2023 y 2024 desplazando una ventana de 20s de duración desde $t = 5s$ hasta $t = 55s$ después del evento, en incrementos de 1 segundo. El instante de referencia de cada cálculo será el centro de la ventana.

Los resultados se presentan en la Figura 4-9. La curva media global muestra un incremento prácticamente monótono desde 29.627 MW/Hz en $t = 20s$, que es el instante del método de ENTSO-E, hasta 35.900 MW/Hz en $t = 55s$, lo que representa un incremento del 21,2%. La diferencia entre ambos instantes es de 6.281 MW/Hz, una cifra que triplica la variación interanual que ENTSO-E reporta entre 2022 y 2023.

Un aspecto relevante es que esta tendencia creciente se mantiene de forma prácticamente lineal a lo largo de todo el rango analizado, sin que la curva media se estabilice en ningún momento. Si la frecuencia hubiera alcanzado el estado cuasi-estacionario en algún instante dentro del rango, $K(t)$ debería aplanarse en ese punto. La ausencia de este aplanamiento indica que el sesgo no se debe únicamente a haber elegido una ventana demasiado temprana: la medición no se estabiliza en ningún punto del rango analizado.

Sin embargo, esta evolución continua tiene dos causas que el análisis global no permite separar. Por un lado, en eventos nadir la regulación secundaria (AGC) comienza a actuar a partir de los 20-30 segundos, recuperando la frecuencia hacia 50 Hz y reduciendo artificialmente Δf , lo que infla K a medida que pasa el tiempo. Por otro lado, independientemente de la regulación secundaria, la propia regulación primaria puede no haber completado su actuación dentro de la ventana. Ambos efectos producen exactamente la misma firma en la gráfica: $K(t)$ creciente. El análisis diferenciado por tipo de evento de la sección 4.5.3 permite separar ambas contribuciones.

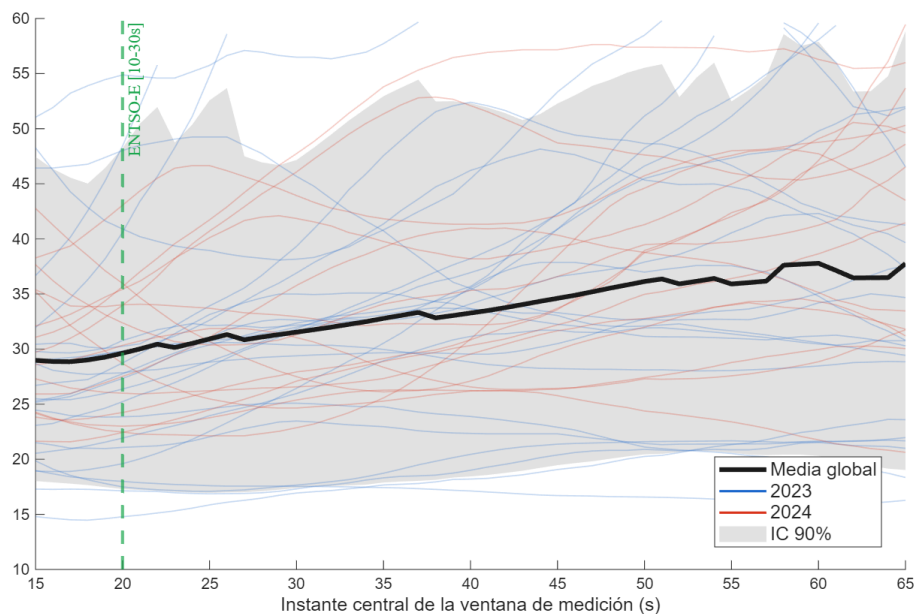


Figura 4-9: $K(t)$ utilizando ventanas para los eventos de 2023 y 2024

La Tabla 4-2 recoge los valores numéricos del Factor K medio a distintos instantes representativos del barrido temporal separados por año, dónde los valores corresponden a la media de todos los eventos válidos con resolución de 1 segundo.

Tabla 4-2: Factor K medio global y por año en función del instante central de la ventana de medición.

Instante central (s)	K medio global (MW/Hz)	K medio 2023 (MW/Hz)	K medio 2024 (MW/Hz)
15	28.978	28.011	30.526
20 (ENTSO-E)	29.627	29.179	30.345
30	31.539	30.649	32.843
40	33.272	32.060	34.969
50	36.134	34.734	38.095

Estos resultados demuestran que el instante de medición elegido por ENTSO-E coincide aproximadamente con el valor mínimo de la función $K(t)$, es decir, con el punto donde la estimación del Factor K es sistemáticamente más baja a lo largo de todo el rango analizado.

4.5.2 DISPERSIÓN RELATIVA POR EVENTO

Para cuantificar la sensibilidad individual de cada evento al instante de medición se define un rango relativo en $K(t)$. Para cada evento, se toma el valor máximo y el mínimo que alcanza K a lo largo del barrido temporal, y se calcula qué porcentaje representa esa diferencia respecto al valor medio de K en ese mismo evento. Un rango relativo alto indica que el Factor K de ese evento es muy sensible al instante en que se realiza la medición; un rango bajo indica que el resultado es estable independientemente de cuándo se mida, o lo que es lo mismo, la posición de la ventana no ocasiona variaciones significativas en la medición. Los resultados se presentan en la Figura 4-10.

El rango relativo medio es del 43% en 2023 y del 51% en 2024, con valores que oscilan entre el 9% y el 90% según el evento. Esto significa que, para un evento individual, dependiendo únicamente de cuándo se realiza la medición dentro de la ventana de análisis, el Factor K calculado puede variar casi un 50% respecto a su valor medio, lo que demuestra que la precisión del método ENTSO-E está condicionada de forma crítica por la elección de

la ventana temporal, y esta elección introduce una incertidumbre metodológica de magnitud comparable al propio valor que se pretende medir.

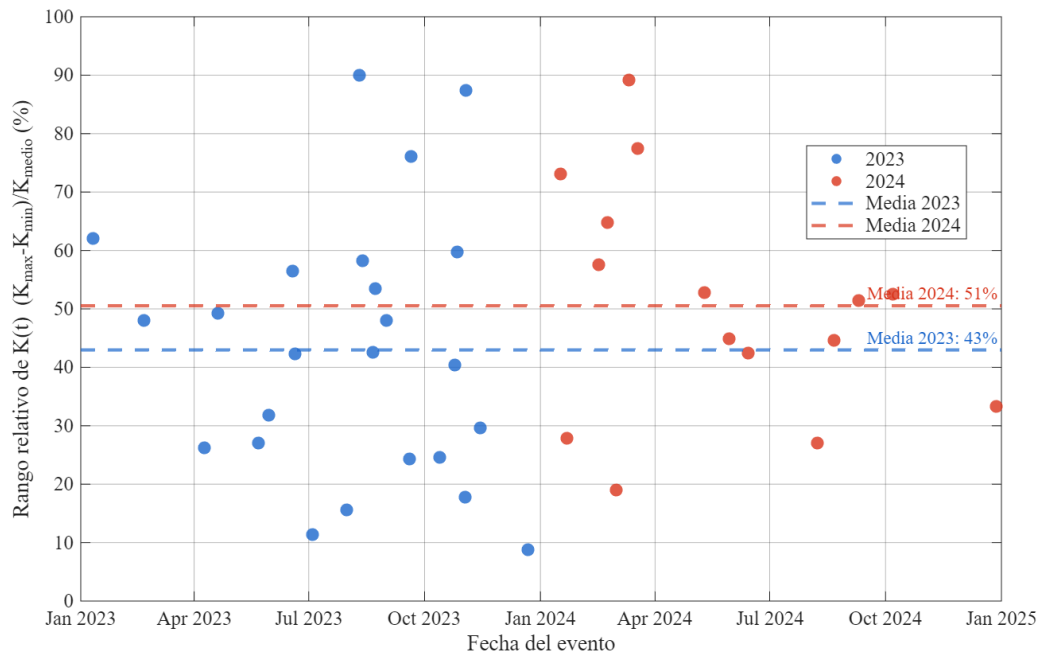


Figura 4-10: Rango relativo del Factor K en función del instante de medición para cada evento 2023 y 2024.

4.5.3 INFLUENCIA DEL TIPO DE EVENTO: NADIR FRENTE A PEAK

El análisis de sensibilidad temporal trabajado considera la muestra de eventos en su conjunto, sin distinguir entre perturbaciones de distinta naturaleza física. Sin embargo. Existe una diferencia fundamental entre dos tipos de eventos que afecta de forma directa sobre el comportamiento de la función $K(t)$ y, por consiguiente, sobre el Factor K anual estimado por el método de ENTSO-E. Los eventos “nadir”, producidos por una pérdida de generación que hacen que la frecuencia caiga por debajo de los 50 Hz, y los eventos “peak” producidos por un aumento de la generación o pérdida de carga, que elevan la frecuencia por encima de 50 Hz. Esta distinción, habitualmente omitida en la literatura técnica sobre el Factor K, es una de las fuentes de variabilidad más importantes del valor final del parámetro, especialmente el valor estimado por ENTSO-E en el período 2023-2024.

4.5.3.1 Clasificación de los eventos y criterios

De los 39 eventos del período 2023–2024 con resolución temporal de 1 segundo, 33 corresponden a eventos “nadir” y 6 a eventos “peak”, todos ellos concentrados en 2023. En 2024 no se registró ningún evento “peak” dentro del conjunto analizado. La Figura 4-11 ilustra las diferencias características entre ambos tipos mediante dos ejemplos representativos del año 2023: el evento del 03/11/2023 ($\Delta P = 2.555$ MW, frecuencia mínima $\sim 49,85$ Hz) y el evento del 30/05/2023 ($\Delta P = 2.240$ MW, frecuencia máxima $\sim 50,09$ Hz). En ambos casos esta referenciada la frecuencia media estimada en la ventana ENTSO-E [10 s, 30 s], permitiendo observar en que instante del transitorio se realiza la medición.

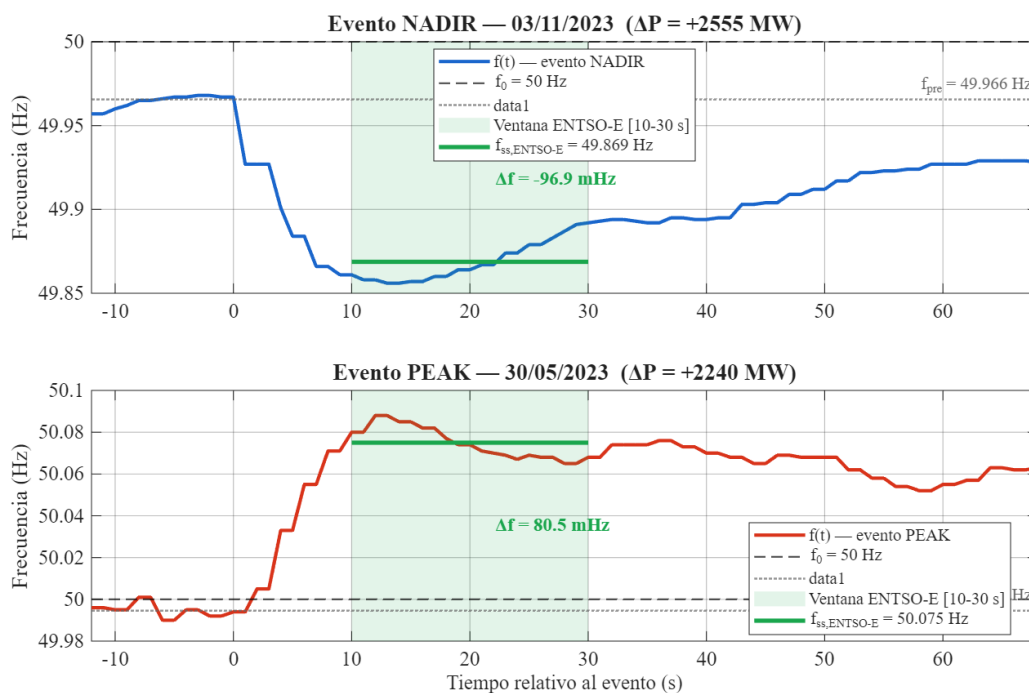


Figura 4-11: Comparación $f(t)$ de un evento “nadir” y un evento “peak” correspondientes a 2023.

4.5.3.2 Comportamiento dinámico del sistema ante eventos Peak

La Figura 4-11 muestra una diferencia clara entre ambos tipos de eventos. En el evento nadir, la frecuencia empieza a recuperarse hacia 50 Hz a partir de los 20–30 segundos, lo que indica que la regulación secundaria ya está actuando dentro de la ventana de medición y distorsiona el valor de Δf estimado. En el evento peak, en cambio, la frecuencia se

estabiliza en un valor superior al nominal y se mantiene prácticamente constante durante todo el transitorio analizado, sin indicios de interferencia del AGC.

Una posible explicación de esta asimetría es que el sistema opera con mayor urgencia ante un déficit de potencia que ante un exceso, dado que la subfrecuencia sostenida puede comprometer la estabilidad, mientras que una sobrefrecuencia moderada no activa los mismos mecanismos de respuesta automática. No obstante, independientemente de la causa, la consecuencia para el Factor K es directa: los eventos peak ofrecen de forma natural una ventana de medición más limpia, donde solo ha actuado la regulación primaria, lo que los convierte en mejores candidatos para estimar el parámetro con el método ENTSO-E.

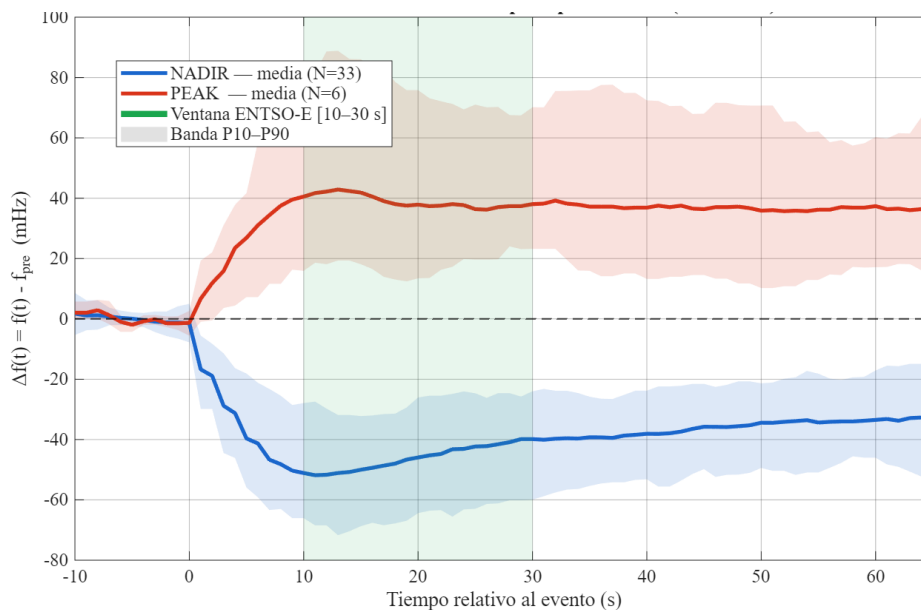


Figura 4-12: Desviación media de frecuencia $\Delta f(t)$ por tipo de evento (2023-2024).

La Figura 4-12 muestra la evolución media de $\Delta f(t)$ para los 33 eventos nadir y los 6 eventos peak del período 2023–2024. En los eventos nadir, la frecuencia alcanza su punto mínimo en torno a los 10–15 segundos y comienza a recuperarse de forma sostenida a partir de ese instante, de modo que en la ventana ENTSO-E [10s, 30s] la frecuencia aún está en proceso de recuperación y no ha alcanzado el cuasi-estacionario. En los eventos peak, en cambio, la frecuencia sube rápidamente en los primeros 10 segundos y se

estabiliza en una meseta que se mantiene prácticamente constante desde los 15 segundos hasta el final del registro, bien dentro de la ventana de medición. Esta diferencia confirma visualmente que los eventos peak ofrecen condiciones de medición más favorables para el método ENTSO-E.

4.5.4 CORRECCIÓN POR BANDA MUERTA

De los 24 eventos de 2023, cuatro presentan $\alpha_{obs} < 3$ y son excluidos, quedando 20 eventos válidos. Los 15 eventos de 2024 superan todos el umbral. Los resultados evento a evento se recogen en el Anexo III.

La Tabla 4-3 resume los resultados agregados por año, comparando el Factor K medio estimado por ENTSO-E con el Factor K corregido por banda muerta.

Tabla 4-3: Resultados agregados por año

	2023	2024
α_{obs} medio	5,5	4,7
Sesgo medio (%)	19,8%	23,1%
K_{est} medio (MW/Hz)	23.675	29.105
K_{corr} medio (MW/Hz)	29.789	38.508
Incremento por corrección BM	25,8%	32,3%

La banda muerta introduce una subestimación sistemática del Factor K de entre el 20% y el 23% sobre los eventos del dataset. El mayor impacto en 2024 se explica porque los eventos de ese año tienen en media desviaciones de frecuencia más pequeñas, lo que se traduce en un α_{obs} más bajo y por tanto un sesgo mayor.

La tendencia descendente del Factor K entre 2023 y 2024 se mantiene tras la corrección, lo que confirma que no es un artefacto de la banda muerta sino un fenómeno real del sistema.

4.6 LIMITACIONES DEL PROCEDIMIENTO ENTSO-E

Los resultados de este capítulo permiten identificar y cuantificar tres limitaciones principales del procedimiento de estimación establecido por ENTSO-E.

La primera es el sesgo sistemático hacia valores bajos. La ventana fija [10s, 30s] captura frecuentemente la frecuencia en una fase del transitorio donde aún no ha alcanzado el régimen cuasi-estacionario, produciendo una desviación de frecuencia estimada mayor que la real y por tanto un K sesgado a la baja. El análisis de sensibilidad temporal cuantifica este sesgo en un 21,2% entre $t = 20s$ y $t = 55s$.

La segunda es la dependencia de la muestra de eventos. El Factor K está fuertemente correlacionado con la desviación de frecuencia de cada evento ($r = -0,94$ en 2022, $r = -0,34$ en 2023, $r = -0,72$ en 2024), y las diferencias interanuales observadas reflejan en parte la variabilidad aleatoria de las perturbaciones ocurridas en cada período, no necesariamente cambios estructurales del sistema.

La tercera es la incertidumbre estadística no comunicada. Los intervalos de confianza al 90% tienen amplitudes de entre 3.000 y 5.000 MW/Hz, comparables o superiores a las variaciones interanuales que el método reporta. El procedimiento ENTSO-E no comunica esta incertidumbre, lo que puede inducir una falsa percepción de precisión en el valor publicado.

A nivel operativo, el procedimiento sigue siendo válido por su sencillez y reproducibilidad. Sin embargo, el valor publicado debe leerse con precaución cuando se usa para evaluar si el sistema ha cambiado de un año a otro o para ajustar los parámetros de los sistemas de control. Esta motivación justifica el desarrollo de los métodos alternativos presentados en el Capítulo 5.

Capítulo 5. PROCEDIMIENTOS ALTERNATIVOS

5.1 PROCEDIMIENTO BEST MAE

5.1.1 METODOLOGÍA

La metodología “Mean Absolute Error” es una mejora del cálculo del Factor K de un evento en el estado estacionario, donde se selecciona la ventana post-evento que mejor represente un tramo estabilizado.

Para ello, se ejecutan una serie de pasos nombrados a continuación:

1. Se fija una ventana post-evento de 20 segundos para tener suficiente resolución estadística en el cálculo del MAE.
2. Se prueban múltiples ventanas desplazando el instante inicial.
3. Para cada ventana candidata, se calcula f_{ss} como promedio de $f(t)$ en dicha ventana.
4. Se selecciona como ventana óptima la que minimice el error absoluto.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |f_k - \bar{f}|$$

5. Se comparan con el resultado obtenido con la ventana fija, método de ENTSO-E.

En la Figura 5-1 se observa la ejecución real del método Best MAE en un evento representativo de 2023. En este caso concreto, el algoritmo ha detectado que la ventana óptima es [35s, 55s], que es donde el MAE es mínimo entre sus valores, indicando en estado más estable de la traza.

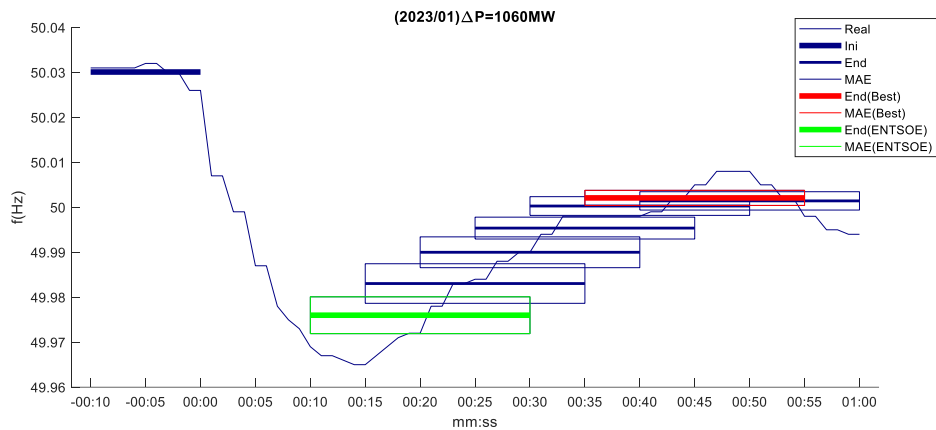


Figura 5-1: Ejemplo de aplicación de Best MAE

Uno de los inconvenientes que arroja este método es visible en el ejemplo de la Figura 5-1. El algoritmo ha detectado la ventana con el MAE mínimo y, por consiguiente, la que tiene un estado más estacionario, cuando la frecuencia ya ha llegado a los 50 Hz. Por lo tanto, se puede argumentar que el algoritmo no es capaz de separar cuando la traza está contaminada por regulación secundaria, siendo capaz de recuperar la frecuencia nominal tras un evento.

En la Figura 5-2 se muestran los resultados obtenidos para los 24 eventos del año 2023. Como se puede observar en la figura, el procedimiento establecido por ENTSO-e tiende a fijar el intervalo de tiempo para el cálculo de la frecuencia en estado estacionario cerca del nadir de frecuencia después de la contingencia, mientras que el procedimiento Best MAE es capaz de capturar una ventana con la frecuencia en un estado más próximo al estacionario después del transitorio. Por otro lado, el intervalo de tiempo utilizado por el procedimiento Best MAE suele estar entre 25 s y 55 s después de la contingencia. Solo en 3 de las 24 contingencias este intervalo de tiempo alcanza los 60 s, el tiempo máximo permitido por el procedimiento.

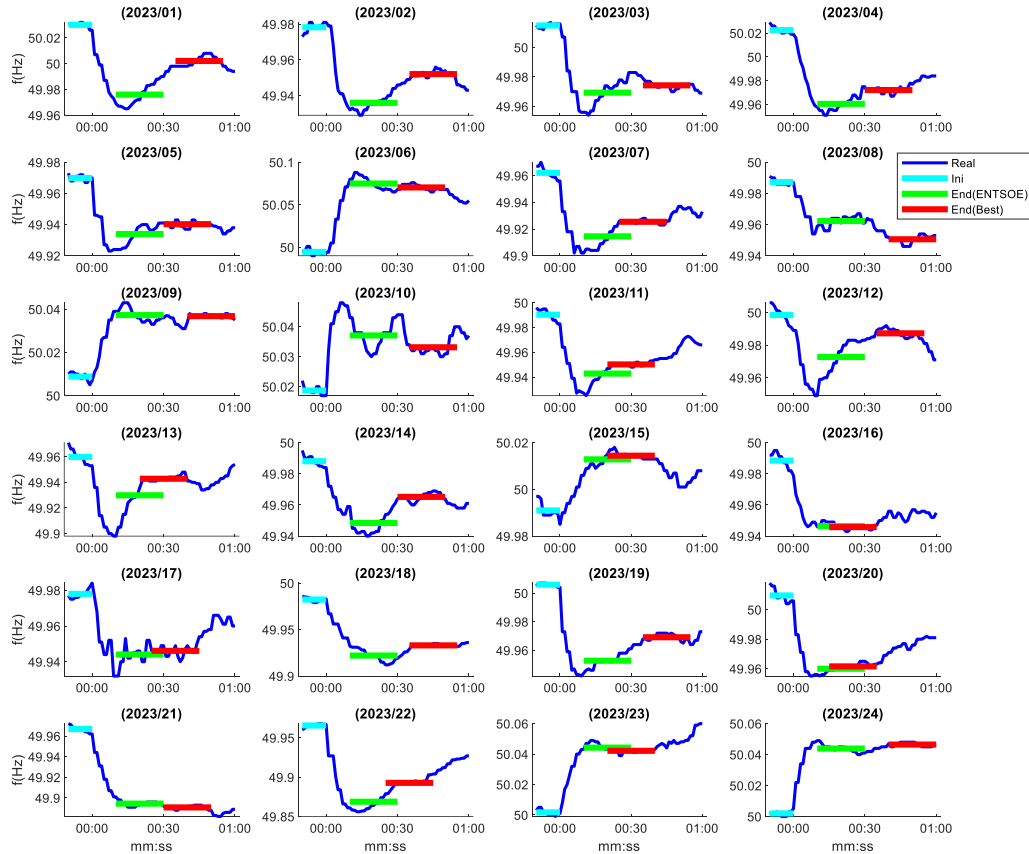


Figura 5-2: Comparativa de la ventana de frecuencia cuasi-estacionaria calculada con procedimiento ENTSO-E y procedimiento Best MAE

5.1.2 Δf CON EL PROCEDIMIENTO BEST MAE

La Figura 5-3 muestra la comparativa de la desviación de frecuencia calculada con ambos métodos para todos los eventos de 2023 y 2024. La desviación de frecuencia calculada con el método Best MAE es sistemáticamente menor que la obtenida con el método de ENTSO-E en la gran mayoría de los eventos, lo que es coherente con la selección de ventanas más tardías donde la frecuencia está más próxima al valor inicial. Esta reducción implica directamente un incremento del Factor K calculado.

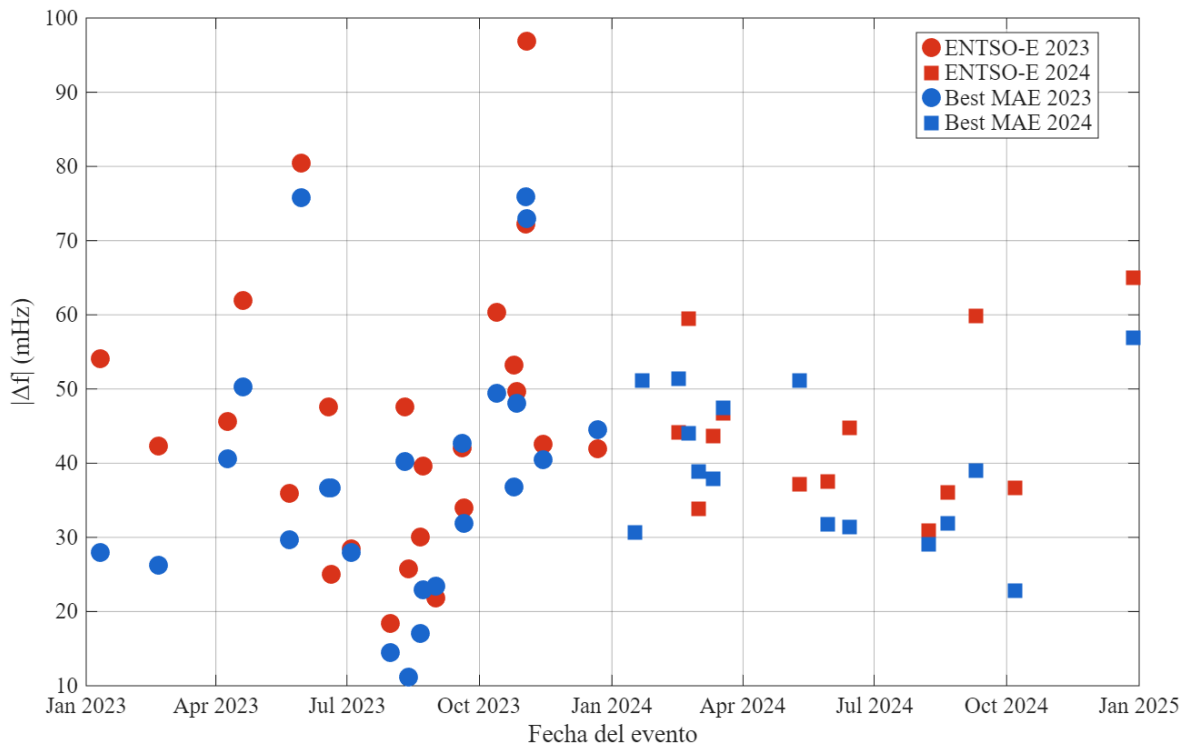


Figura 5-3: Comparativa de la desviación de frecuencia estimada con el método ENTSO-E y el método Best MAE para todos los eventos de 2023 y 2024

5.1.3 FACTOR K ANUAL CON EL PROCEDIMIENTO BEST MAE

Los valores del Factor K anual obtenidos con el método Best MAE para los años con datos de resolución de un segundo – 2023 y 2024 – son de 37.335 MW/Hz y 34.452 MW/Hz respectivamente. Para una comparativa objetiva, estos valores deben compararse con el K anual ENTSO-E calculado exclusivamente sobre los eventos de cada año, que es de 29.179 MW/Hz en 2023 y 30.345 MW/Hz en 2024. Los valores producidos por el método Best MAE son un 28% y un 14% superiores a los obtenidos con el método ENTSO-E para los mismos años. Esta diferencia entre los resultados de los métodos supera con creces la variación interanual reportada por ENTSO-E entre 2022 y 2023 (2.250 MW/Hz), lo que demuestra de forma cuantitativa que la incertidumbre introducida por la elección de la ventana temporal es la fuente de variabilidad dominante en el procedimiento de estimación de Factor K en estado estacionario.

Tabla 5-1: Comparativa Factor K ENTSO-E vs método Best MAE.

Método		K-Factor [MW/Hz]	
		2023	2024
ENTSO-E	Mediana	27.799	30.341
	Media	29.179	30.345
	Media (no outliers)	26.141	30.345
MAE(Best)	Mediana	32.528	30.320
	Media	37.335	34.452
	Media (no outliers)	30.856	34.452

El análisis estadístico de las distribuciones de Δf y Factor K se presenta en la Figura 5-4. Para ambas magnitudes, la mediana y la media son menores con el método ENTSO-E que con el Best MAE, confirmando la tendencia sistemática hacia valores más bajos del estimador oficial. De la misma manera, los intervalos de confianza del 95% para las medianas se solapan en el boxplot, lo que indica que la diferencia entre medianas no es estadísticamente significativa a nivel estadístico con este intervalo de confianza. A su vez, se identifican outliers en ambas distribuciones, y la media calculada excluyendo estos outliers es inferior en ambos métodos, lo que confirma que los valores extremos hacen que la media crezca en los dos casos.

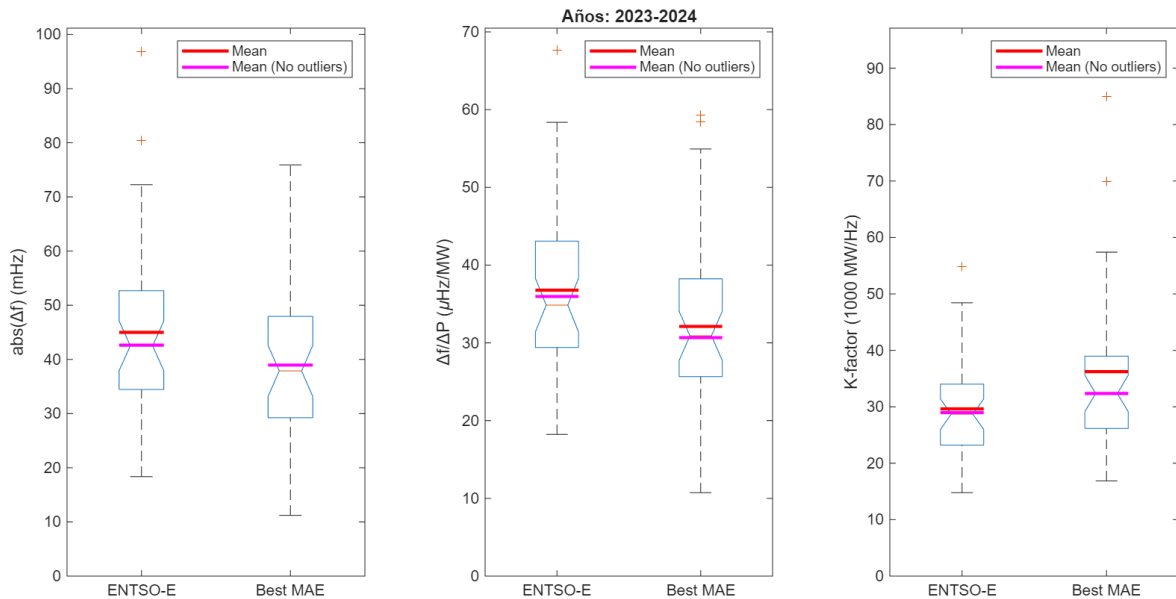


Figura 5-4: Boxplot comparativo de Δf , $\Delta f/\Delta P$ y K-Factor: ENTSO-E vs Best MAE (2023-2024)

A pesar de las ventajas descritas, el método Best MAE presenta una limitación propia: al buscar el tramo de frecuencia más plana dentro del rango de búsqueda, puede seleccionar ventanas donde la frecuencia ya está siendo recuperada por la regulación secundaria. En estos casos, la regulación secundaria ya ha empezado a devolver la frecuencia hacia los 50 Hz, de modo que la desviación medida $|\Delta f|$ es menor que la que correspondería a la regulación primaria sola. Como el Factor K se calcula como $K = \Delta P/\Delta f$, un denominador más pequeño produce un Factor K sobreestimado respecto al valor real. Este efecto es especialmente probable en eventos donde la regulación primaria actúa rápidamente y la regulación secundaria comienza a ser relevante antes de los 55 segundos, reduciendo el margen temporal disponible para encontrar una ventana que no se encuentra dominada por la regulación secundaria. Esta limitación motiva el desarrollo del método de detección de regulación secundaria presentado en la sección 5.3, que identifica de forma adaptativa el instante en que la regulación secundaria pasa a ser predominante y lo usa como límite superior del análisis evitando así la contaminación del estimador.

5.2 PROCEDIMIENTO DE TRANSITORIO REPRESENTATIVO

Tal y como se comentó en el apartado de limitaciones del procedimiento de ENTSO-E, uno de los problemas de este método es que el promedio de cocientes es sensible a eventos con transitorios atípicos que producen valores extremos de K , cuya influencia sobre el resultado final es desproporcionada respecto a su peso en el comportamiento del sistema.

Este procedimiento de clustering propone una estrategia diferente para abordar este problema. En lugar de calcular el Factor K para cada evento y luego hacer el promedio, el procedimiento trabaja directamente sobre el conjunto de transitorios de frecuencia antes de invertir la relación potencia-frecuencia. De este modo, la estimación del Factor K se realiza sobre un transitorio representativo del año, construido a partir de todos los eventos disponibles, lo que reduce la influencia de los eventos atípicos sin necesidad de excluirllos explícitamente.

5.2.1 METODOLOGÍA

El procedimiento se desarrolla en cuatro pasos bien definidos. En primer lugar, la traza de frecuencia de cada evento se normaliza dividiendo la desviación de frecuencia $\Delta f(t)$ entre la magnitud del desequilibrio de potencia ΔP del evento correspondiente, obteniendo la desviación normalizada en Hz/MW. Esta normalización elimina el efecto del tamaño de cada perturbación y hace comparables los transitorios de eventos de distinta magnitud.

En segundo lugar, todos los transitorios normalizados del período de análisis se agrupan mediante el algoritmo K-means con un único cluster. El centroide de ese único clúster es la media de todos los transitorios normalizados y se toma como el transitorio representativo del período estudiado, $f^{rep}(t)$.

En tercer lugar, se aplica la ventana de estado estacionario al transitorio representativo y se calcula la desviación normalizada cuasi-estacionaria representativa, f_{SS}^{rep} .

En cuarto lugar, el Factor K del período se obtiene como la inversa de esta desviación normalizada:

$$K = \frac{1}{|f_{ss}^{rep}|}$$

La ventaja de este orden de operaciones es que la inversión potencia-frecuencia se realiza una sola vez sobre el transitorio representativo, en lugar de realizarse a evento y luego hacer el promedio. Esto hace que se mantenga la forma física del transitorio colectivo y evita que un único evento con una desviación de frecuencia anormal distorsione el resultado.

5.2.2 RESULTADOS

La Figura 5-5 muestra los transitorios normalizados de los 24 eventos de 2023 y el transitorio representativo obtenido como en centroide del clúster. La dispersión entre transitorios individuales es considerable, debido a las diferentes tipologías de eventos existentes. A pesar de ello, el centroide captura con claridad la forma media del transitorio, observándose un descenso inicial pronunciado seguido de una estabilización gradual hacia un valor cuasi-estacionario bien definido. La desviación normalizada cuasi-estacionaria del centroide es de $-30,67 \mu\text{Hz}/\text{MW}$.

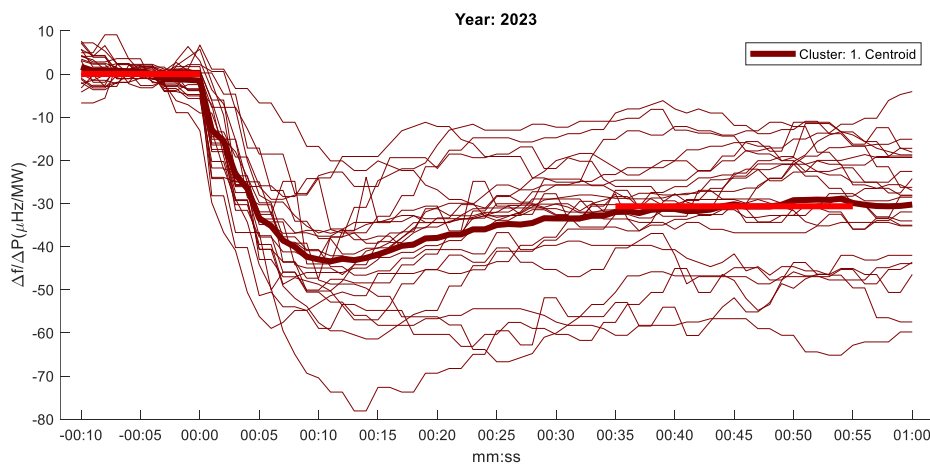


Figura 5-5: Transitorio representativo de frecuencia normalizada y transitorios individuales de cada evento para 2023.

La Figura 5-6 representa el resultado del transitorio representativo para el año 2024. El patrón es idéntico al del año anterior. Los transitorios individuales muestran dispersión, pero el centroide representa un estado cuasi-estacionario estable.

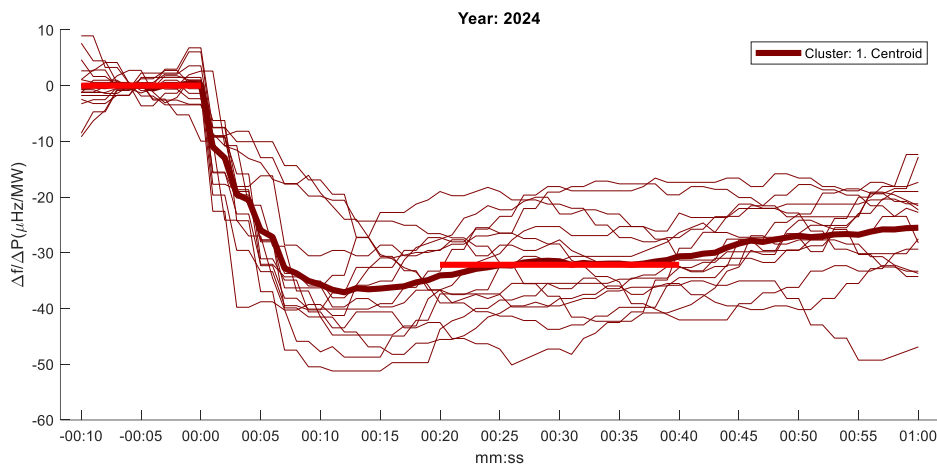


Figura 5-6: Transitorio representativo de frecuencia normalizada y transitorios individuales de cada evento para 2024.

Los resultados del Factor K de ambos años se recogen en la Tabla 5-2:

Tabla 5-2: Resultados Factor K procedimiento de Transitorio Representativo

Método	K-Factor [MW/Hz]	
	2023	2024
Clúster	32.605	31.104

Los valores obtenidos con el método de clustering son superiores a los del procedimiento ENTSO-E en ambos años: un 11,7% más alto en 2023 y un 2,5% más alto en 2024. Esta diferencia es coherente con la lógica del método: al trabajar sobre el transitorio agregado, el centroide no está sesgado por los eventos con desviaciones de frecuencia anómalas.

5.2.3 LIMITACIONES

Una limitación del método es que, al agrupar todos los eventos en un único transitorio representativo (el centroide del clustering), se promedian respuestas con velocidades de estabilización muy distintas. Aunque la ventana de estado estacionario sobre ese centroide

se selecciona mediante el criterio Best MAE, el transitorio resultante representa una forma media que no se corresponde con ningún evento concreto, de modo que las diferencias dinámicas entre eventos quedan difuminadas.. En ese sentido, el método de clustering actúa sobre el problema de agregación, pero no resuelve el problema de la elección de la ventana temporal, que sigue siendo el mismo que en el método original.

5.3 PROCEDIMIENTO DETECCIÓN PRESENCIA DE SECUNDARIA

Como se comentó anteriormente, uno de los principales inconvenientes del método “Best MAE” es que la señal $f(t)$ en la ventana seleccionada puede estar contaminada por la recuperación de frecuencia asociada a la regulación secundaria. Con el fin de evitar dicha afección, se implementa un método para identificar el instante a partir del cual la acción de AGC/aFRR pasa a ser dominante frente a la regulación primaria.

5.3.1 METODOLOGÍA

El método busca detectar un cambio estructural en la trayectoria de la frecuencia post-evento. Para ello se combinan dos etapas: (i) una detección preliminar basada en la forma de la señal y (ii) una verificación mediante un modelo dinámico agregado ajustado únicamente en la fase pre-secundaria.

La idea es que, si el inicio de la secundaria se detecta correctamente, el modelo dinámico reproduce bien la respuesta hasta ese instante, pero deja de hacerlo después, ya que en la fase pre-secundaria solo actúa la primaria, que el modelo captura, mientras que la entrada de la regulación secundaria introduce una dinámica que el modelo ya no representa.

La Figura 5-7 muestra la aplicación del algoritmo de detección de regulación secundaria a un evento nadir del 13 de agosto de 2023. Tras la perturbación de -1045 MW, la frecuencia desciende desde el valor pre-evento hasta el nadir, alcanzado aproximadamente a los 13 segundos, para posteriormente recuperarse de forma gradual hasta un valor cuasi-estacionario en torno a $49,969$ Hz ($\Delta f_{ss} = -0,0504$ Hz). El algoritmo detecta el inicio de la regulación secundaria en $t_{sec} \approx 18$ s (línea discontinua roja), instante a partir del cual la frecuencia inicia una recuperación sostenida hacia 50 Hz que excede lo explicable por la

regulación primaria sola. La región sombreada en azul delimita el tramo de recuperación de la frecuencia hacia los 50 Hz inmediatamente posterior al evento, que se atribuye a la actuación de la regulación secundaria. Lo que ocurra más allá de este tramo —por ejemplo, una nueva caída por otra causa— queda fuera de la ventana de análisis y no afecta a la estimación. Además, el procedimiento descarta los eventos cuya señal no se ajusta a este patrón de recuperación por los motivos detallados más adelante.

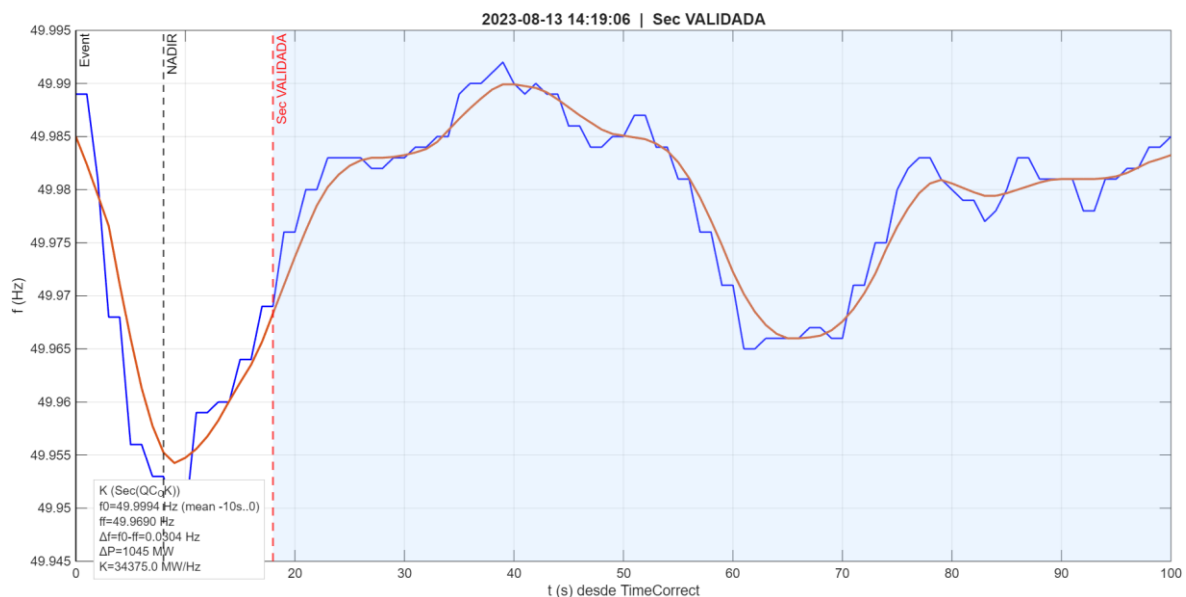


Figura 5-7: Ejemplo de aplicación del algoritmo de detección de inicio de secundaria

Paso 1: detección preliminar a partir de la señal de frecuencia

Para cada evento se identifica el extremo principal del transitorio (nadir o peak). A partir de ese punto se analiza la evolución posterior de $f(t)$ y se define un instante candidato t_{cand} asociado al inicio de una recuperación sostenida hacia 50 Hz, evitando falsas detecciones debidas a ruido u oscilaciones locales. En la práctica, este candidato se obtiene a partir de la pendiente media de $f(t)$, estimada mediante regresión lineal en ventanas de **25 s**, desplazadas con un paso de **1 s**. Se exige que la tendencia de recuperación hacia la frecuencia nominal sea **persistente** (no debida a oscilaciones puntuales), imponiendo criterios mínimos de pendiente y de cambio neto de frecuencia dentro de la ventana.

Paso 2: verificación con modelo dinámico agregado

Para confirmar que el cambio detectado corresponde efectivamente al instante inicial donde la regulación secundaria empieza a ser predominante, se ajusta un modelo dinámico agregado del sistema que únicamente representa la respuesta dominada por inercia, amortiguamiento de carga y regulación primaria.

Modelo agregado y ecuación base

Se parte de un modelo equivalente en el que el sistema síncrono se representa como una única máquina equivalente, caracterizada por una inercia agregada H , un amortiguamiento D y una respuesta primaria agregada. La dinámica de la desviación de frecuencia Δf se describe mediante el balance dinámico de potencia:

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta f$$

Donde ΔP_e representa la perturbación de potencia activa (evento) y ΔP_m la variación de potencia mecánica equivalente introducida por la regulación primaria.

La acción de la regulación primaria se representa mediante un bloque agregado gobernador–turbina, modelado como una dinámica de primer orden en cascada:

$$G_g(s) = -K_g \frac{1 + sT_2}{(1 + sT_1)}$$

donde K_g es la ganancia equivalente de regulación primaria, T_1 la constante del gobernador y T_2 la constante asociada a la turbina. La combinación de la ecuación de inercia, el amortiguamiento y el bloque gobernador–turbina conduce a una función de transferencia equivalente entre la perturbación de potencia y la desviación de frecuencia, que en el modelo implementado se expresa como:

$$F(s) = -K_{inv} \frac{1 + B_1s}{1 + A_1s + A_2s^2}$$

con:

$$K_{inv} = \frac{1}{K_g + D}, \quad B_1 = T_2$$

$$A_1 = \frac{2H + DT_2 + K_g T_1}{K_g + D}, \quad A_2 = \frac{2HT_2}{K_g + D}$$

Este modelo captura la dinámica “natural” del sistema previa a la acción del AGC/aFRR, ya que no incluye ningún término de control secundario explícito.

Ajuste del modelo en fase pre-secundaria

El modelo se ajusta utilizando únicamente datos anteriores al instante t_{cand} , de forma que los parámetros $\theta = \{H, D, K_g, T_1, T_2\}$ se estiman mediante un ajuste por mínimos cuadrados sobre la señal medida. En la práctica, el ajuste se realiza sobre el momento del evento hasta t_{cand} , donde se asume predominio de inercia y regulación primaria.

Una vez calibrado, el modelo se utiliza para simular la trayectoria de frecuencia $f_{mod}(t)$ y compararla con la medida real $f(t)$ definiendo un error $e(t)$

$$e(t) = f(t) - f_{mod}(t)$$

Utilizando este error para evaluar dos intervalos, antes y después del t_{cand} , comparando el **error cuadrático medio (RMSE)** entre la frecuencia medida y la simulada en intervalos **antes y después** del instante candidato. El error posterior se evalúa en una ventana de **15 s** y se confirma la predominancia de la regulación secundaria cuando dicho error aumenta de forma significativa respecto al error previo evaluado en una ventana equivalente.

Criterio de confirmación de entrada de secundaria

La hipótesis del método es que, si t_{cand} es correcto, el modelo ajustado en fase pre-secundaria deberá reproducir razonablemente bien la señal antes de t_{cand} , pero su capacidad predictiva se degradará a partir de ese instante por la aparición de una dinámica adicional no modelada.

En ese caso, se define ese tiempo candidato como el instante donde la regulación secundaria empieza a ser predominante. Este instante se utiliza posteriormente como referencia para calcular Δf y obtener K_i en cada evento.

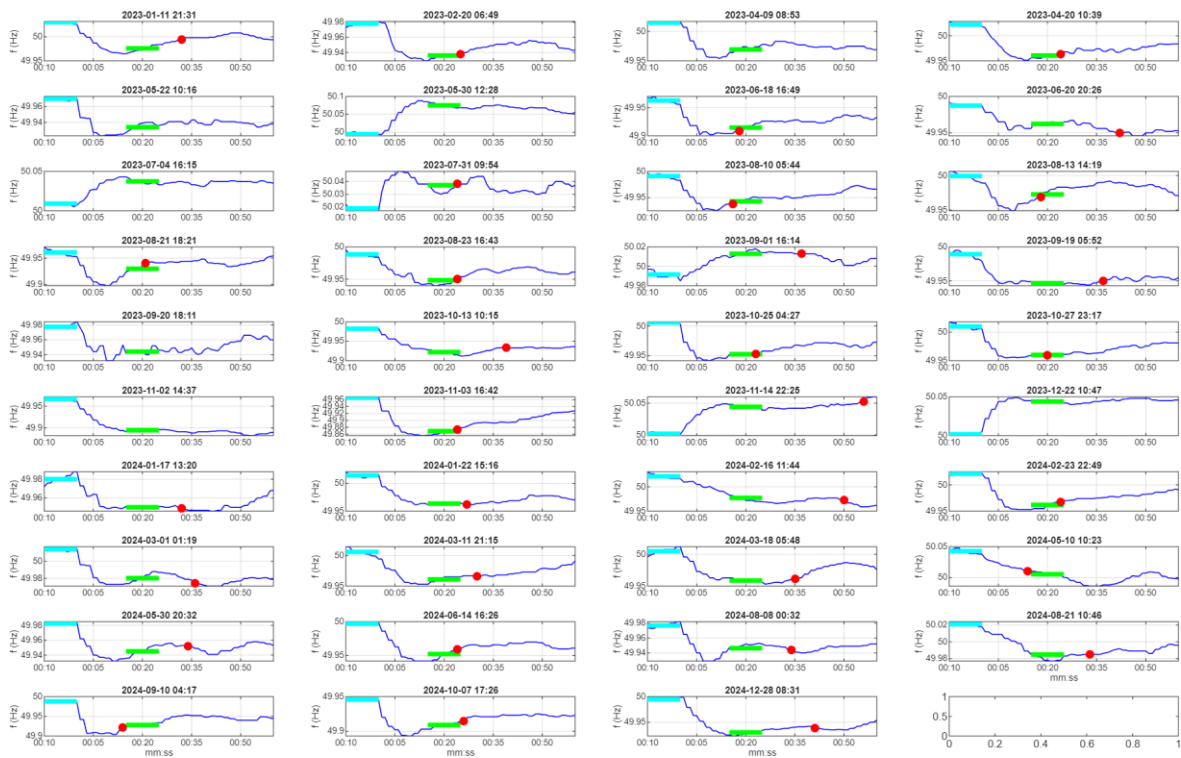


Figura 5-8: Comparativa ENTSO-E vs detección de secundaria. Azul: frecuencia real; cian: f_0 inicial; verde: estimación ENTSO-E; rojo: inicio de secundaria.

La Figura 5-8 muestra los perfiles de frecuencia de los 39 eventos analizados. Para cada evento se representan tres elementos: la traza de frecuencia real en azul, el nivel de frecuencia inicial f_0 como segmento cian en la ventana pre-evento, el nivel de frecuencia cuasi-estacionaria estimado por el procedimiento ENTSO-E como segmento verde (media en [10, 30] s), y, cuando la detección de regulación secundaria ha superado el control de calidad, un punto rojo que marca el instante y el nivel de frecuencia en que se detecta el inicio de la secundaria.

A grandes rasgos se observa que en la mayoría de los eventos el punto rojo aparece claramente antes de que la frecuencia haya alcanzado un estado estacionario estable, lo que

ilustra visualmente el problema central del trabajo: la regulación secundaria interfiere en la ventana de medida y sesga la estimación de Δf que utiliza el procedimiento ENTSO-E.

5.3.2 RESULTADOS PROCEDIMIENTO DETECCIÓN INICIO DE SECUNDARIA

5.3.2.1 Caracterización de la detección: Eventos válidos

El método de detección de regulación secundaria identifica de forma adaptativa el instante en que la regulación primaria ha concluido su actuación y la regulación secundaria comienza a recuperar la frecuencia hacia el valor nominal, empleando ese instante como referencia para el cálculo de la desviación de frecuencia cuasi-estacionaria.

La aplicación del algoritmo a los 39 eventos de 2023 y 2024 produce la siguiente clasificación. En 2023, de los 24 eventos disponibles, 14 superan el control de calidad básico y la validación por modelo dinámico de segundo orden. Los 10 eventos restantes utilizan como método de respaldo la ventana fija de ENTSO-E [10s, 30s]. En 2024, de los 15 eventos disponibles, 12 son eventos que superan los controles de calidad y 3 usan el método de respaldo.

Los eventos sin detección válida de secundaria corresponden principalmente a eventos de carácter “peak”, donde la frecuencia no se recupera en el corto plazo, y a eventos donde el punto detectado supera el límite de 60 segundos establecido como máximo para la ventana de análisis.

La validación con un modelo dinámico de segundo orden es el segundo filtro del algoritmo, tras el control de calidad básico sobre la pendiente y el desplazamiento de frecuencia. Para cada evento con un instante candidato t_{sec} , se ajusta el modelo sobre la señal antes de este punto y se evalúa el cociente entre el Error Cuadrático Medio (RMSE) post-secundaria y el RMSE pre-secundaria. Este cociente mide cuánto empeora la capacidad predictiva del modelo a partir del punto seleccionado. Un valor próximo a 1 indica que el modelo sigue siendo válido después de ese instante, lo que significa que no hay cambio de régimen. Mediante el análisis de los datos disponibles, se ha optado por

utilizar un umbral de 1,3 como compromiso entre sensibilidad y robustez. Es suficientemente alto como para no rechazar eventos con ruido de medición moderado, y suficientemente bajo como para detectar el cambio de pendiente característico de la entrada de la regulación secundaria. Para los eventos validados, el cociente oscila entre 1,42 y 8,74, con una mediana de 3,8, lo que indica que en la mayoría de los casos el cambio de régimen es claramente detectable y no se encuentra en la zona frontera del umbral.

En la Figura 5-9 se muestra la distribución del instante detectado para cada evento validado a lo largo de 2023 y 2024. Los instantes válidos oscilan entre 14 y 47 segundos, con una mediana de 26 segundos. Esta dispersión confirma que la velocidad de estabilización tras el evento varía significativamente entre perturbaciones y que una ventana temporal fija es una aproximación que no se adapta a la dinámica particular de cada evento.

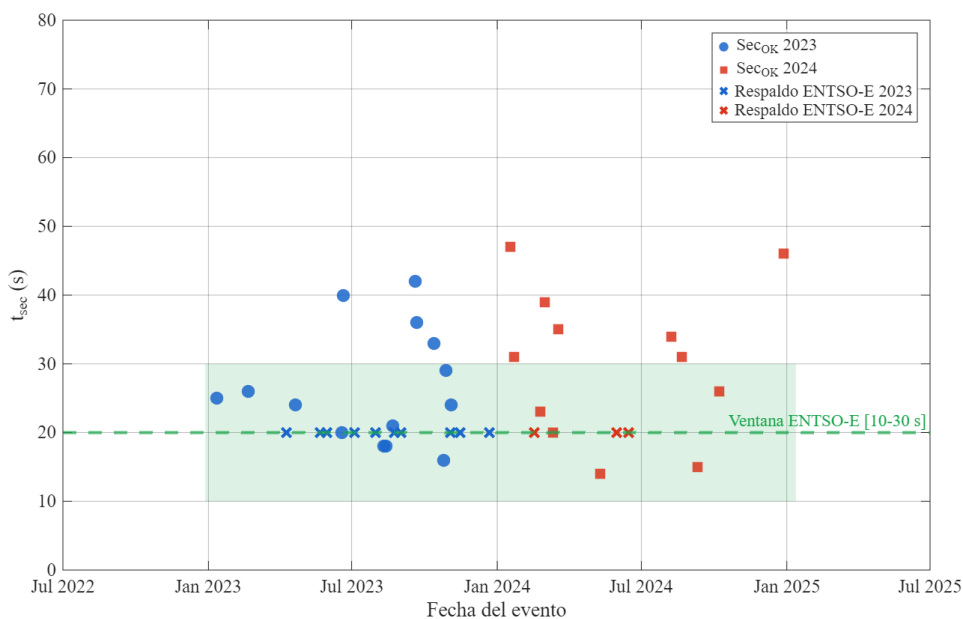


Figura 5-9: Instante de inicio de regulación secundaria t_{sec} detectado para cada evento de 2023 y 2024.

La Figura 5-9 expone tres aspectos relevantes. En primer lugar, la mayoría de los instantes Sec_OK se sitúan fuera de la ventana fija de ENTSO-E, representada como banda verde. En segundo lugar, los eventos con método de respaldo se concentran en los períodos donde la detección es más difícil, principalmente eventos con transitorios lentos. En tercer lugar, se observa que los instantes Sec_OK de 2024 tienden a ser algo más tardíos que los de 2023,

lo que podría reflejar diferencias en las condiciones de operación del sistema entre ambos años, aunque el tamaño muestral no permite extraer conclusiones estadísticamente significativas al respecto.

5.3.2.2 Factor K por evento: comparativa con método ENTSO-E

La Figura 5-10 muestra el Factor K calculado por evento con el método de detección de secundaria y con el método de ENTSO-E para todos los eventos de 2023 y 2024. Para los eventos con Sec_OK, la diferencia entre ambos métodos varía significativamente según el evento. En algunos casos, el método de detección da un parámetro K mayor y en otros menor que el método original, lo que refleja que el instante t -sec seleccionado adaptativamente puede situarse tanto antes como después de la ventana fija [10s, 30s] dependiendo de la dinámica del transitorio.

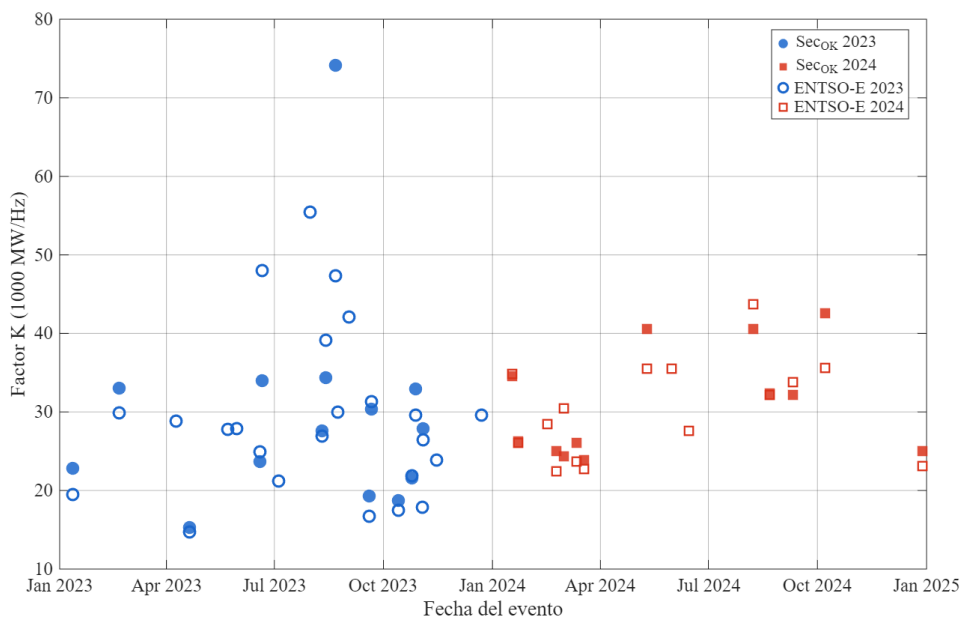


Figura 5-10: Comparativa del Factor K calculado para cada evento con ambos métodos.

5.3.2.3 Factor K anual y análisis estadístico

Los valores del Factor K anual obtenidos con el método de detección de secundaria, calculados exclusivamente sobre los eventos de 2023 y 2024 con resolución temporal de un segundo, son de 30.004 MW/Hz y 31.006 MW/Hz respectivamente. Comparados con el K de ENTSO-E calculado sobre los mismos eventos de cada año (29.179 MW/Hz en 2023 y

30.345 MW/Hz en 2024), estos valores son 825 y 661 MW/Hz superiores respectivamente, lo que representa un sesgo a la baja en el estimador oficial.

El análisis estadístico de las distribuciones se presenta en la Figura 5-11. Para ambos años las medianas de los dos métodos son próximas y sus intervalos de confianza de 95% se solapan, lo que indica que la diferencia entre estimadores puntuales no es estadísticamente significativa al nivel del 95% con los tamaños de muestra disponibles. Sin embargo, la distribución del método de detección presenta una varianza mayor que la de ENTSO-E, consecuencia directa de que utiliza instantes de medición diferentes para cada evento en lugar de la media de valores de una ventana, incorporando así la variabilidad real del proceso de estabilización.

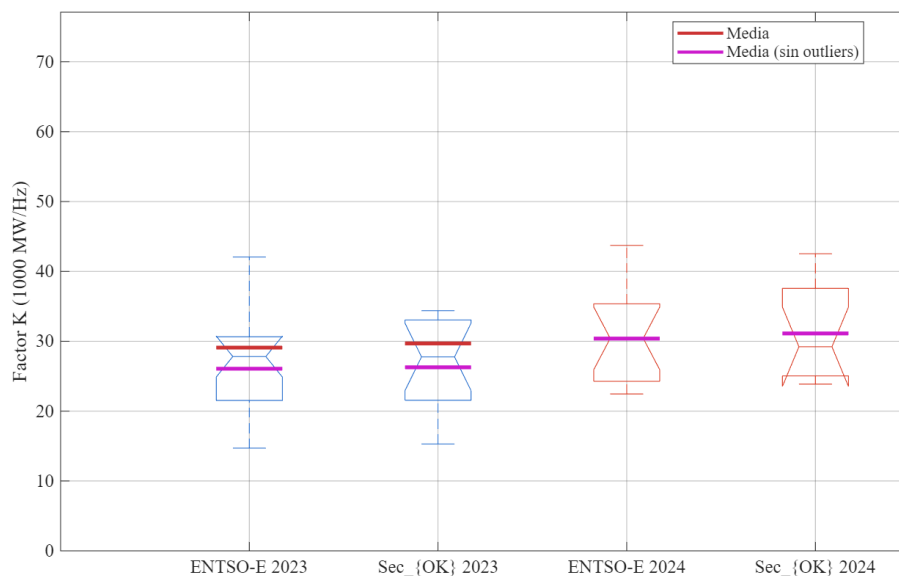


Figura 5-11: Distribución del Factor K por evento para los métodos ENTSO-E y detección de secundaria en 2023 y 2024.

De las tres alternativas, el método de detección de secundaria destaca por ser el más sólido, ya que corrige de raíz los fallos del enfoque oficial. Por un lado, evita la ventana prematura de ENTSO-E y, por otro, elimina la distorsión por regulación secundaria que afecta al *Best MAE*. La clave está en su capacidad para detectar cuándo termina realmente la actuación primaria en cada caso.

5.4 TRATAMIENTO ESTADÍSTICO, OUTLIERS Y MÉTRICAS DE ROBUSTEZ

Debido a que el Factor K depende inversamente de la desviación de frecuencia, cualquier variación relativamente pequeña en Δf_i (por ejemplo, debido al ruido de la medida, a la ventana temporal elegida o que la frecuencia no se encuentra totalmente estabilizada) puede traducirse en cambios apreciables en el parámetro. Para ello, el tratamiento estadístico constituye una parte necesaria para evaluar la estabilidad y credibilidad del valor agregado de K.

Las herramientas estadísticas utilizadas para este objetivo son:

1. Estadística descriptiva

Se analizan las distribuciones de las variables Δf , $\Delta f/\Delta P$ y K mediante histogramas y gráficos de caja (boxplots). Para caracterizarlas se emplean la media, la desviación típica, la mediana, el rango total, el rango intercuartílico (IQR) y percentiles. Estas métricas son especialmente útiles cuando la distribución presenta colas largas o asimetría, algo habitual en cálculos evento a evento.

2. Detección y tratamiento de outliers

Se evalúa el impacto de eventos atípicos mediante el resultado global del Factor K con y sin dichos eventos. Para la detección y tratamiento de estos outliers existen dos enfoques:

- Recorte por percentiles: excluir los valores extremos fuera de un rango estático. (p. ej. 2.5-97.5%).
- Utilización de IQR: excluir eventos con K_i fuera de un rango $[Q1 - 1.5*IQR, Q3 + 1.5*IQR]$ [13].

Además de filtrar sobre K_i , también es útil comprobar outliers en Δf (por ser el término más sensible de la relación) y revisar si esos casos corresponden a ventanas no estacionarias, eventos solapados o problemas de sincronización.

3. Comprobación de medias crudas vs medias robustas

En el apartado de resultados, para cada conjunto de eventos se comparan: (i) la media aritmética, (ii) la media tras la exclusión de outliers y (iii) la mediana. Esta comparación permite identificar cuándo el resultado está dominado por unos pocos eventos extremos y, en ese caso, priorizar estimadores más robustos como referencia.

5.5 PARÁMETROS DE IMPLEMENTACIÓN

Bloque	Parámetro	Valor (ejemplo)	Comentario / uso
Datos	Resolución de frecuencia	1 s	Señal $f(t)$ muestreada a 1 Hz
	Ventana de análisis por evento	$[t_0 - 60s]$, $[t_0 + 120s]$	Recorte de señal para procesado y figuras
Pre-evento	Ventana para (fpre)	$[t_0 - 10s]$, $[t_0]$	Media pre-evento para referencia
Baseline ENTSO-E	Ventana para (fpost)	$[t_0 + 10s]$, $[t_0 + 30s]$	Media post-evento "estándar"
Filtros de eventos	Umbral de potencia	-	ΔP
	Umbral de frecuencia	-	Δf
	Exclusión de hour-shift	-	Eliminación de eventos no contingenciales
Best-MAE	Recorte por percentiles	2.5 – 97.5%	Eliminación de valores extremos (si aplica)
	Ancho de ventana candidata	20 s	Ventana fija sobre la que se evalúa estabilidad
	Rango de búsqueda	$(t_0 + 10)$ a $(t_0 + 60)$ s	Intervalo donde se buscan ventanas "planas"
	Paso de desplazamiento	1s - 5s	Desplazamiento entre ventanas candidatas
Detección secundaria	Métrica de selección	(MAE) mínimo	Error Medio Absoluto
	Estimación de pendiente	Regresión lineal	Pendiente de $f(t)$ en ventanas deslizantes
	Ventana para pendiente	25 s	Ventana sobre la que se estima tendencia
	Paso (deslizamiento)	1 s	Resolución temporal del detector
Verificación con modelo	Criterio de persistencia	Sustentada en la ventana	Sustentada en la ventana
	Modelo agregado	SFR 2º orden	Ajustado solo en fase pre-secundaria
	Métrica de error	RMSE	Comparación (fmed) vs (fmod)
Estadística	Ventana error "post"	15 s	Evaluación tras (tcand)
	Estimadores reportados	media, mediana, IQR	Robustez de (Ki) por evento
	Outliers (alternativa)	Regla IQR	$[Q1 - 1.5IQR, Q3 + 1.5IQR]$

Capítulo 6. CONCLUSIONES

El Factor K del sistema continental europeo es un parámetro que refleja la capacidad de regulación primaria efectiva del sistema ante desequilibrios de potencia.

Los resultados de este trabajo muestran que su valor real es considerablemente inferior al que cabría esperar a partir de la potencia instalada, con valores en torno a los 30.000 MW/Hz frente a los más de 100.000 MW/Hz teóricos si toda la potencia síncrona conectada en cada evento participara activamente en la regulación. Esta diferencia tiene su origen principalmente en la existencia de bandas muertas de valor desconocido en gran parte de los generadores pertenecientes al parque generador, que impiden la activación de la regulación primaria salvo ante desviaciones de frecuencia significativas, resultado de que la participación efectiva ronde el 25%.

La tendencia descendente del Factor K observada entre 2022 y 2024 es coherente con la reducción progresiva de la generación síncrona convencional y su sustitución por generación basada en inversores, que no contribuye a la regulación primaria de frecuencia. No obstante, esta tendencia debe tratarse con precaución. El número de eventos disponibles por año es reducido, y la incertidumbre asociada a ese tamaño muestral es del mismo orden que las variaciones observadas entre años. Con los datos disponibles, no es posible concluir con seguridad que el Factor K haya cambiado de forma real de un año a otro, ya que parte de esa variación puede deberse simplemente a la diferente composición de los eventos ocurridos en cada período.

A su vez, el procedimiento de cálculo del parámetro de ENTSO-E parece introducir un sesgo sistemático a la baja como consecuencia de la ventana temporal fija utilizada para estimar el desvío de frecuencia en estado estacionario. Este sesgo es una consecuencia directa de la dinámica del sistema. Parámetros como la inercia o las constantes de tiempo de las turbinas hacen que se retrase la caída inicial y que la respuesta de la regulación primaria no se comporte como indica la teoría. Medir la respuesta en frecuencia entre los 10 y 30 segundos

posteriores al evento captura inevitablemente parte del estado transitorio, donde las componentes dinámicas tienen un impacto directo en la respuesta.

Frente a estas limitaciones, este trabajo no se limita a diagnosticarlas, sino que propone vías concretas de mejora. El método de detección de regulación secundaria es el más sólido conceptualmente, ya que delimita de forma adaptativa el final de la actuación primaria y evita tanto la ventana prematura de ENTSO-E como la contaminación por regulación secundaria. El método Best MAE, más sencillo de implementar, reduce la dispersión del estimador. Y la corrección analítica por banda muerta permite cuantificar y compensar el sesgo evento a evento conociendo únicamente la desviación de frecuencia observada. Ninguno de los tres requiere datos de los que ENTSO-E no disponga ya, lo que los hace directamente aplicables.

El análisis del efecto de las bandas muertas permite cuantificar analíticamente el sesgo proporcionado por éstas. La corrección derivada en este trabajo, aplicada evento a evento sobre los años con traza disponible, eleva el Factor K estimado en torno a un 26% en 2023 y un 32% en 2024, situando el valor corregido por encima del publicado. La tendencia descendente entre ambos años se mantiene tras la corrección, lo que confirma que no es un artefacto de la banda muerta sino un fenómeno real del sistema.

Más allá del procedimiento de cálculo, este trabajo pone de manifiesto que la estimación del Factor K a partir de eventos de frecuencia está condicionada por dinámicas del sistema que no pueden separarse con los datos disponibles, debido a su baja resolución temporal. Por otro lado, la inercia del sistema, el amortiguamiento de la carga y las constantes de tiempo de los governors, determinan conjuntamente la forma del transitorio de frecuencia, y sus efectos sobre la medición del estado estacionario no son independientes entre sí. En consecuencia, el valor del Factor K publicado por ENTSO-E debe interpretarse como una estimación operativa del comportamiento del sistema bajo condiciones reales, y no como una medida precisa de la capacidad de regulación instalada. Su uso para la toma de decisiones sobre configuración de reservas o ajuste de parámetros de control debe ir acompañado de un análisis crítico de sus limitaciones.

En última instancia, la reducción progresiva del Factor K es una tendencia que genera preocupación creciente en la operación del sistema eléctrico europeo. La sustitución de generación síncrona convencional por recursos basados en inversores reduce la inercia del sistema y puede afectar a la capacidad de regulación primaria efectiva, lo que haría que las desviaciones de frecuencia ante perturbaciones fueran más rápidas y pronunciadas [12]. Si ambos efectos actúan simultáneamente, el margen de tiempo disponible para que los mecanismos de control actúen antes de que la frecuencia alcance niveles críticos se vería reducido de forma significativa. Por ello, disponer de una estimación fiable del Factor K es cada vez más importante, y los resultados de este trabajo apuntan a que para detectar cambios reales en el parámetro serían necesarios datos de frecuencia con mayor resolución temporal y muestras de eventos más amplias.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [2] J. Machowski, J. W. Bialek, y J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2.^a ed. Chichester, U.K.: Wiley, 2008.
- [3] ENTSO-E, *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe — Requirements and Impacting Factors*. RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, mar. 2016.
- [4] M. G. Lauby et al., "Frequency response of interconnections," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, n.º 3, pp. 23–29, may.–jun. 2005.
- [5] ENTSO-E, *Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe — Article A-7: Determination of the K-Factor*. ENTSO-E, 2019.
- [6] D. Jones, "Estimation of power system parameters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n.º 4, pp. 1980–1989, nov. 2004, DOI: 10.1109/TPWRS.2004.835671.
- [7] P. M. Anderson y M. Mirheydar, "A low-order system frequency response model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, n.º 3, pp. 720–729, ago. 1990.
- [8] L.-R. Chang-Chien, N.-B. Hoonchareon, C.-M. Ong, y R. A. Kramer, "Estimation of β for adaptive frequency bias setting in load frequency control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n.º 2, pp. 904–911, may. 2003, DOI: 10.1109/TPWRS.2003.810996.
- [9] B. Polajžer, D. Dolinar, y J. Ritonja, "Correlation-based estimation of area's frequency response characteristic during large disturbances," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n.º 4, pp. 3160–3168, jul. 2016.
- [10] ENTSO-E, *Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (System Operation Guideline — SO GL)*. Official Journal of the European Union, 2017.
- [11] B. Efron y R. J. Tibshirani, *An Introduction to the Bootstrap*. Boca Raton, FL, USA: Chapman & Hall/CRC, 1993.

- [12] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, y G. Verbič, "Foundations and challenges of low-inertia systems," en *Proc. 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublín, Irlanda, 2018, pp. 1–25, DOI: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [13] J. W. Tukey, *Exploratory Data Analysis*. Reading, MA, USA: Addison-Wesley, 1977.
- [14] ENTSO-E, *UCTE Operation Handbook — Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*, versión 3.0. UCTE, mar. 2009.
- [15] T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, y K. Yoshida, "Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, n.º 1, pp. 136–143, feb. 1997.
- [16] D. Apostolopoulou, A. D. Domínguez-García, y P. W. Sauer, "Online estimation of power system actual frequency response characteristic," en *Proc. 2014 IEEE PES General Meeting — Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA, 2014, pp. 1–4.
- [17] R. L. King, M.-L. Ngo, y R. Luck, "Interconnected system frequency response," en *Proc. 28th Southeastern Symposium on System Theory (SSST)*, Baton Rouge, LA, USA, 1996, pp. 306–310.
- [18] NERC, *BAL-003-2: Frequency Response and Frequency Bias Setting*. North American Electric Reliability Corporation, 2024.
- [19] NERC, *Frequency Response Standard Background Document*. North American Electric Reliability Corporation, 2012.
- [20] S. Lawrence, *Balancing and Frequency Control*. North American Electric Reliability Corporation, 2021.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS, *Determinación del Bias del Sistema Eléctrico Nacional*. Santiago, Chile, 2024.
- [22] L. Sigrist, I. Egido, y L. Rouco, "A method for the design of UFLS schemes of small isolated power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n.º 2, pp. 951–958, may. 2012, DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2174448.
- [23] ENTSO-E, *Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)*. System Protection & Dynamics Sub Group, dic. 2020.

Anexo I. MÉTODO DEL NADIR E INERCIA

Como alternativa al método de ENTSO-E desarrollado a lo largo de este trabajo, en este anexo se explora la estimación del Factor K a partir del nadir de frecuencia, un punto de la respuesta de frecuencia independiente del régimen estacionario.

El fundamento teórico proviene de un modelo SFR desarrollado por Sigrist et al. [22], en el que el sistema se representa mediante la ecuación de oscilación combinada con un governor equivalente de primero orden. Bajo las hipótesis de amortiguamiento de carga nulo ($D = 0$), constante de tiempo del actuador nula ($T_1 = 0$) y ausencia de banda muerta, la respuesta en frecuencia ante un escalón de potencia ΔP se puede representar analíticamente:

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta P}{\sqrt{2H\hat{K}}} * \sin\left(\sqrt{\frac{\hat{K}}{2H}} t\right)$$

donde $\hat{K} = K/T_2$ es la ganancia dinámica del governor equivalente. El nadir de frecuencia ocurre cuando el argumento del seno alcanza $\pi/2$, lo que permite expresarlo analíticamente como:

$$\Delta f_{nadir} = -\frac{\Delta P}{\sqrt{2H\hat{K}}}$$

Despejando \hat{K} y multiplicando por T_2 se obtiene el Factor K:

$$K = \frac{\Delta P^2 * T_2}{2H * \Delta f_{nadir}^2}$$

La ventaja de este método respecto al procedimiento de ENTSO-E es que utiliza exclusivamente información del transitorio, sin necesidad de esperar al régimen estacionario con sus correspondientes limitaciones ni de gestionar los sesgos asociados a la ventana de medición.

1.1 IMPLEMENTACIÓN Y DATOS DE ENTRADA

La aplicación del método requiere tres datos por evento: la magnitud del desequilibrio de potencia ΔP en MW, la desviación de frecuencia en el nadir Δf_{nadir} relativa al valor pre-evento, y la constante de inercia equivalente H del sistema. Los dos primeros se obtienen directamente de los registros de frecuencia a 1 Hz del dataset de ENTSO-E. El nadir se identifica como el extremo de frecuencia de la ventana $[0, 30s]$ posterior al evento, encontrándose en la mayoría de casos entre los 8 y los 14 segundos tras la perturbación. La constante de inercia se estima mediante el mix tecnológico utilizando valores característicos de H por tecnología recogidos en el documento de inercia de ENTSO-E [23].

1.2 VERIFICACIÓN DEL MODELO

Antes de aplicar el método a los eventos reales, se verifica la coherencia de la fórmula analítica con el modelo SFR implementado en Simulink. Como se observa en la Figura I-1, con parámetros $H = 5s$, $K = 25$ pu, $T_2 = 10s$, $D = 0$ y $\Delta P = 0,01$ pu, la fórmula predice un nadir de -100 mHz mientras que el modelo simula $-104,5$ mHz, lo que representa un error del 4,5%. Este error se considera asumible para los fines del método.

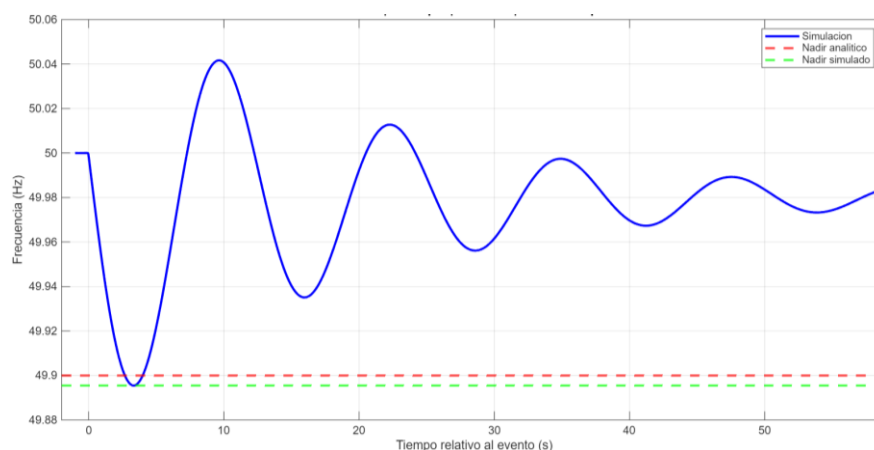


Figura I-1: Respuesta en frecuencia del modelo SFR con $D=0$ vs comparación de nadir obtenido a través de la fórmula analítica

1.3 RESULTADOS

Los resultados obtenidos tras la aplicación del método a los eventos reales en el sistema continental europeo en los años 2023 y 2024 se exponen en la Tabla I-1. Con $T_2 = 10$ s, el Factor K estimado mediante el nadir supera sistemáticamente al obtenido por el procedimiento de ENTSO-E.

La Figura I-2 representa el Factor K estimado mediante el nadir frente al parámetro de ENTSO-E para cada evento. Los puntos aparecen dispersos sin ninguna tendencia apreciable, confirmando que no existe correlación entre ambos estimadores. Esta ausencia de patrón no se limita a la magnitud de K, sino que tampoco se observa ninguna relación consistente entre el valor del nadir ni el tiempo en que éste se produce, tal y como se aprecia en los colores de la Tabla I-1 donde eventos con nadir y tiempo similares presentan valores de K muy distintos y viceversa.

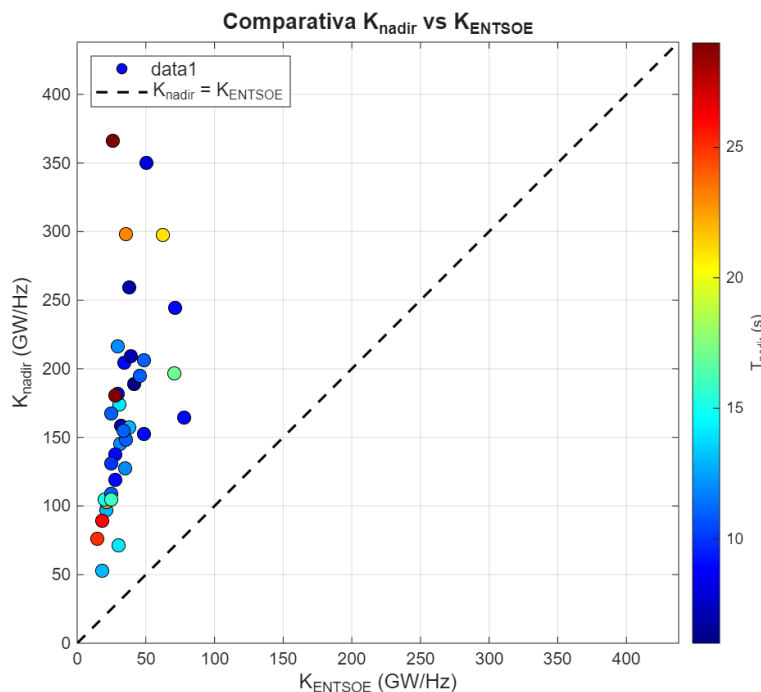


Figura I-2: Comparativa entre K_{nadir} y K_{ENTSOE} para los 38 eventos analizados. La línea discontinua indica igualdad perfecta entre ambos estimadores.

Tabla I-1: Factor K estimado mediante el método del nadir y valor de referencia ENTSO-E por evento.

Fecha	Evento (MW)	Evento ABS (MW)	P sincrona (MW)	Evento pu	H agregada	fnadir	tnadir (s)	K'	K (T=10s)	K (MW/Hz)	K ENTSOE
11/01/2023	-1.060	1.060	210.987	0,0050	4,50	64,33	14	1,69	16,92	71.409	29.917
20/02/2023	1.256	1.256	195.215	0,0064	4,58	50,33	14	4,46	44,60	174.116	30.610
09/04/2023	1.310	1.310	169.789	0,0077	4,53	62,00	12	4,27	42,72	145.062	31.324
20/04/2023	915	915	187.436	0,0049	4,44	69,00	13	1,41	14,11	52.879	17.920
22/05/2023	998	998	164.742	0,0061	4,38	46,67	7	4,81	48,12	158.563	31.756
30/05/2023	2.240	2.240	145.150	0,0154	4,42	95,00	12	7,46	74,55	216.419	29.338
18/06/2023	1.200	1.200	132.021	0,0091	4,49	56,67	6	7,16	71,57	188.978	41.266
20/06/2023	1.200	1.200	233.766	0,0051	4,25	32,17	8	7,49	74,92	350.285	50.724
04/07/2023	600	600	163.417	0,0037	4,52	35,50	13	2,96	29,59	96.711	21.117
31/07/2023	1.008	1.008	159.439	0,0063	4,49	29,83	6	12,49	124,89	398.231	50.839
10/08/2023	1.300	1.300	166.793	0,0078	4,50	61,67	11	4,44	44,39	148.075	35.344
13/08/2023	1.045	1.045	119.573	0,0087	4,58	45,17	9	10,23	102,28	244.598	71.417
21/08/2023	1.453	1.453	222.770	0,0065	4,33	57,67	9	3,69	36,89	164.369	77.968
23/08/2023	1.200	1.200	200.849	0,0060	4,44	45,33	17	4,89	48,89	196.380	70.906
01/09/2023	894	894	175.222	0,0051	4,50	29,17	23	8,50	85,04	298.011	35.630
19/09/2023	720	720	157.980	0,0046	4,59	41,67	22	3,26	32,57	102.916	20.909
20/09/2023	-1.045	1.045	194.619	0,0054	4,45	47,83	9	3,54	35,41	137.847	27.961
13/10/2023	-1.055	1.055	168.606	0,0063	4,55	69,00	25	2,26	22,59	76.193	14.360
25/10/2023	1.166	1.166	156.075	0,0075	4,57	63,33	9	3,81	38,08	118.857	27.636
27/10/2023	1.480	1.480	174.766	0,0085	4,52	51,67	7	7,42	74,23	259.447	37.717
02/11/2023	1.300	1.300	165.829	0,0078	4,48	73,67	15	3,16	31,59	104.776	19.980
03/11/2023	2.555	2.555	190.879	0,0134	4,38	111,33	13	4,13	41,26	157.497	37.611
14/11/2023	1.014	1.014	187.781	0,0054	4,41	48,67	10	3,49	34,91	131.114	25.003
17/01/2024	-1.045	1.045	272.916	0,0038	4,40	35,33	9	3,33	33,33	181.932	29.786
22/01/2024	-1.330	1.330	227.115	0,0059	4,47	51,00	11	3,69	36,89	167.565	24.888
16/02/2024	-1.266	1.266	181.699	0,0070	4,58	51,67	29	4,96	49,62	180.324	27.872
23/02/2024	-1.335	1.335	185.187	0,0072	4,47	70,33	11	2,94	29,40	108.885	25.017
01/03/2024	-1.027	1.027	169.942	0,0060	4,55	40,83	9	6,01	60,14	204.421	34.392
11/03/2024	-1.058	1.058	226.328	0,0047	4,36	47,17	12	2,82	28,17	127.514	34.801
18/03/2024	-1.050	1.050	224.533	0,0047	4,33	56,33	26	1,99	19,91	89.405	17.908
10/05/2024	-1.335	1.335	121.379	0,0110	4,47	47,33	29	15,09	150,92	366.366	26.073
30/05/2024	-1.330	1.330	186.533	0,0071	4,30	51,67	11	5,53	55,33	206.410	48.568
14/06/2024	-1.233	1.233	174.396	0,0071	4,33	57,00	11	4,44	44,43	154.958	33.588
08/08/2024	-1.330	1.330	177.570	0,0075	4,57	51,00	7	5,89	58,94	209.330	38.802
21/08/2024	-1.166	1.166	134.134	0,0087	4,68	42,67	21	11,09	110,93	297.594	62.587
10/09/2024	-2.032	2.032	173.063	0,0117	4,48	82,67	11	5,63	56,33	194.986	45.473
07/10/2024	-1.310	1.310	237.260	0,0055	4,31	52,50	9	3,21	32,11	152.358	48.819
28/12/2024	-1.495	1.495	218.566	0,0068	4,56	73,17	16	2,40	23,96	104.736	24.503

1.4 LIMITACIONES

Los resultados descritos en el apartado anterior están afectados por varios factores que impiden la aplicación directa del método al sistema continental europeo con los datos disponibles.

En primer lugar, la fórmula del nadir ha sido derivada bajo hipótesis que no se cumplen en el sistema real. La suposición de amortiguamiento nulo ($D = 0$) implica que el sistema oscila indefinidamente sin nada que lo amortigüe, mientras que en los eventos reales la frecuencia converge suavemente al estado estacionario sin oscilaciones apreciables. La suposición de un único governor equivalente ignora la variabilidad dinámica del parque generador europeo, compuesto por miles de unidades con constantes de tiempo que abarcan un rango amplio, desde turbinas de gas con $T_2 \approx 2 - 5s$ hasta turbinas de vapor lentas con $T_2 > 20s$.

Esta dispersión hace que la respuesta del sistema no pueda representarse de manera correcta mediante un governor equivalente con una T_2 única y bien definida.

En segundo lugar, la estimación de la constante de inercia H introduce una fuente de incertidumbre relevante. La fórmula requiere conocer H con precisión, ya que cualquier error en su estimación se propaga directamente al valor de K . En este trabajo se ha utilizado la estimación mediante el mix tecnológico, que combina las constantes de inercia características de cada tecnología ponderadas por su potencia conectada. Esta aproximación presenta dos problemas. El primero es que los valores obtenidos muestran poca variación entre eventos. Como se observa en la Figura I-3, la variación de la constante de inercia esperada varía entre 5-7 segundos en el año 2019 y entre 2-6 segundos en el escenario esperado para 2030. Los datos calculados varían entre 4-5 segundos, teniendo muy poca variabilidad para la diferencia de perfiles de los eventos.

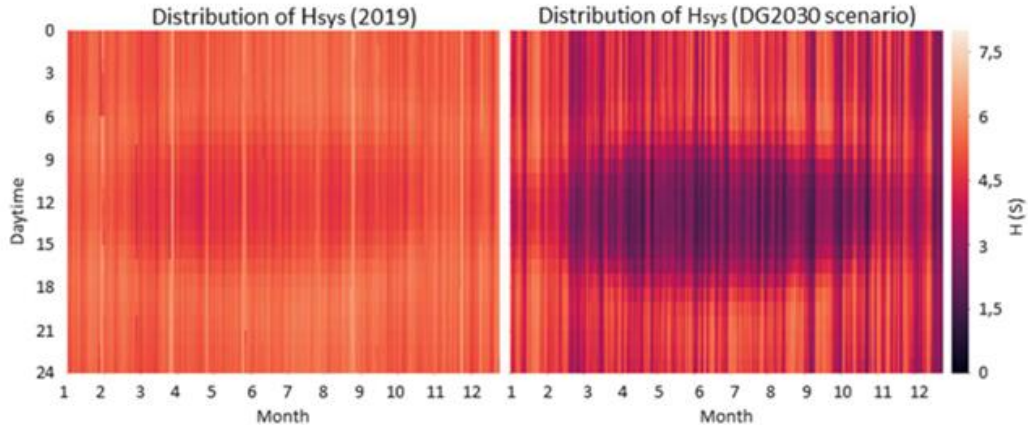


Figura I-3: Distribución valores de H anualmente en distintos escenarios

El segundo problema es que la alternativa natural para estimar H , el RoCoF medido tras el evento, no es viable con datos con resolución de 1 segundo. A esa resolución temporal, el primer punto disponible tras la perturbación ya incluye el inicio de la respuesta de los governors, por lo que el RoCoF medido no refleja la respuesta inercial pura. Los distintos métodos de cálculo del RoCoF evaluados arrojan valores sistemáticamente inferiores al esperado, lo que impide obtener una estimación fiable de H por esta vía.

En tercer lugar, la fórmula contiene dos incógnitas, el Factor K y la constante de tiempo T_2 del governor equivalente, pero solo una ecuación observable. Para estimar K es necesario fijar T_2 o disponer de una segunda ecuación independiente. El tiempo del nadir podría servir para ello, pero los valores observados en los eventos reales no son consistentes con los que predice el modelo, lo que impide resolver la indeterminación con los datos disponibles.

1.5 CONCLUSIONES

El método de estimación del Factor K a partir del nadir de frecuencia, propuesto por Sigrist et al. en el contexto de sistemas aislados pequeños, es teóricamente correcto bajo sus hipótesis de derivación, hecho verificado utilizando el modelo SFR. Sin embargo, su aplicación directa al sistema continental europeo no es viable con los datos disponibles. El nadir medido no reproduce el nadir del modelo simplificado debido a la acción de la banda muerta, la regulación secundaria y la variabilidad dinámica del parque generador, y la indeterminación entre K y T_2 no puede resolverse sin información adicional sobre la composición dinámica del sistema.

Anexo II. DATOS ENTSO-E

Figura II-1: Repuesta en Frecuencia – Eventos 2023 (azul=nadir, verde=peak, rojo=problemático)

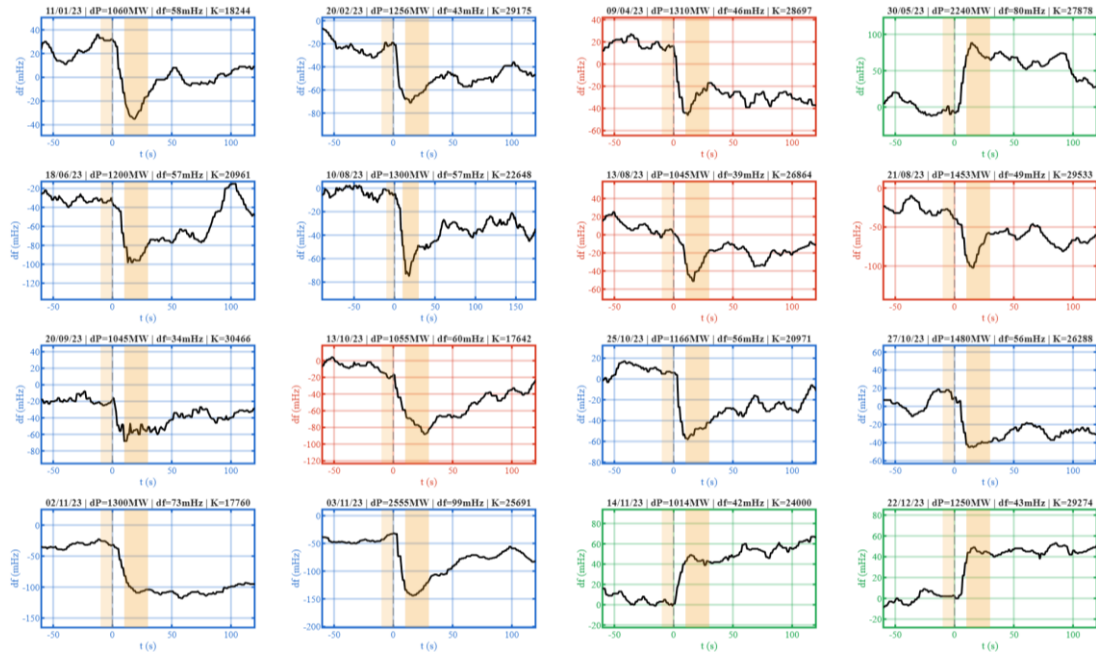
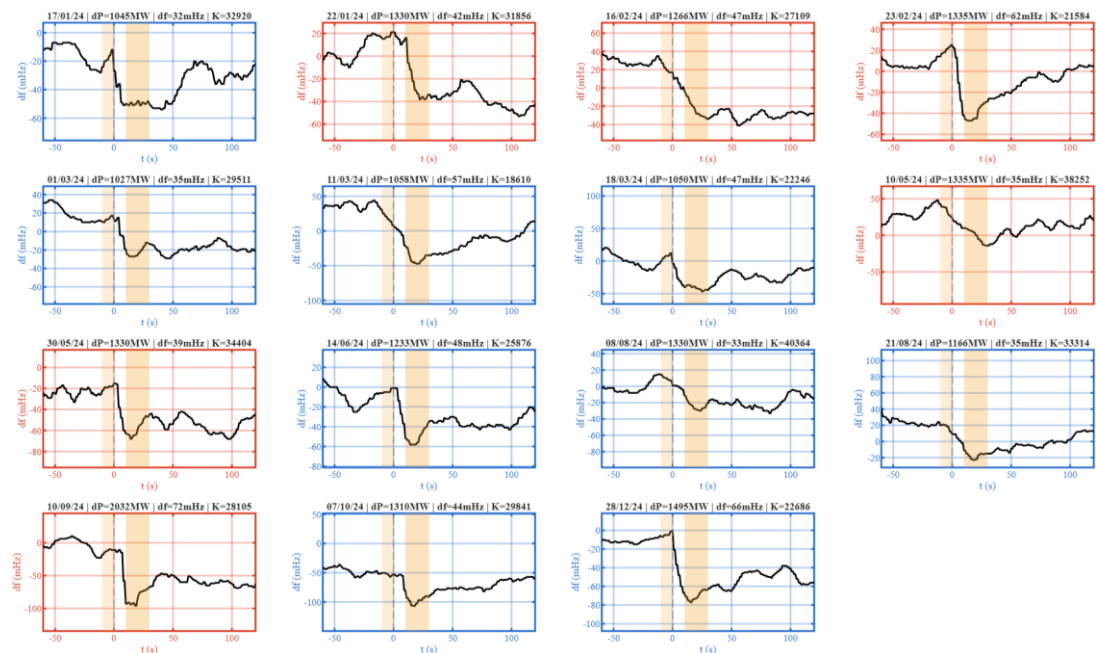


Figura II-2: Repuesta en Frecuencia – Eventos 2024 (azul=nadir, verde=peak, rojo=problemático)



Anexo III. SESGO POR BM APLICADO

Tabla III-1: Factor K estimado y corregido por banda muerta — Eventos 2023 ($\alpha_{obs} \geq 3$)

Fecha	ΔP (MW)	Δf_{obs} (mHz)	α_{obs}	Sesgo (%)	K_est (MW/Hz)	K_corr (MW/Hz)
11/01/2023	-1060	-58,1	5,8	17,2	18.244	22.037
20/02/2023	1256	-43	4,3	23,3	29.209	38.061
09/04/2023	1310	-45,6	4,6	21,9	28.728	36.798
20/04/2023	915	-54,2	5,4	18,5	16.882	20.701
22/05/2023	998	-36	3,6	27,8	27.722	38.385
30/05/2023	2240	80,3	8,0	12,5	27.895	31.863
18/06/2023	1200	-57,2	5,7	17,5	20.979	25.424
10/08/2023	1300	-57,4	5,7	17,4	22.648	27.426
13/08/2023	1045	-38,9	3,9	25,7	26.864	36.159
21/08/2023	1453	-49,2	4,9	20,3	29.533	37.066
01/09/2023	894	57,2	5,7	17,5	15.629	18.941
19/09/2023	720	-42,2	4,2	23,7	17.062	22.360
20/09/2023	-1045	-34,3	3,4	29,2	30.466	43.004
13/10/2023	-1055	-59,8	6,0	16,7	17.642	21.185
25/10/2023	1166	-55,6	5,6	18	20.971	25.570
27/10/2023	1480	-56,3	5,6	17,8	26.288	31.965
02/11/2023	1300	-73,2	7,3	13,7	17.760	20.570
03/11/2023	2555	-99,5	10,0	10,1	25.678	28.547
14/11/2023	1014	42,2	4,2	23,7	24.028	31.491
22/12/2023	1250	42,7	4,3	23,4	29.274	38.226
Media			5,4	19,8	23.675	29.789

Tabla III-2: Factor K estimado y corregido por banda muerta — Eventos 2024 ($\alpha_{obs} \geq 3$)

Fecha	ΔP (MW)	Δf_{obs} (mHz)	α_{obs}	Sesgo (%)	K_{est} (MW/Hz)	K_{corr} (MW/Hz)
17/01/2024	-1045	-31,7	3,2	31,5	32.965	48.157
22/01/2024	-1330	-41,8	4,2	23,9	31.818	41.824
16/02/2024	-1266	-46,7	4,7	21,4	27.109	34.496
23/02/2024	-1335	-61,9	6,2	16,2	21.567	25.723
01/03/2024	-1027	-34,8	3,5	28,7	29.511	41.411
11/03/2024	-1058	-56,9	5,7	17,6	18.594	22.559
18/03/2024	-1050	-47,2	4,7	21,2	22.246	28.226
10/05/2024	-1335	-34,9	3,5	28,7	38.252	53.614
30/05/2024	-1330	-38,7	3,9	25,8	34.367	46.341
14/06/2024	-1233	-47,6	4,8	21	25.903	32.793
08/08/2024	-1330	-33	3,3	30,3	40.303	57.826
21/08/2024	-1166	-35	3,5	28,6	33.314	46.640
10/09/2024	-2032	-72,3	7,2	13,8	28.105	32.616
07/10/2024	-1310	-43,9	4,4	22,8	29.841	38.643
28/12/2024	-1495	-65,9	6,6	15,2	22.686	26.744
Media			4,6	23,1	29.105	38.508

Anexo IV. ALINEACIÓN CON LOS ODS

El presente proyecto se enmarca en el contexto de la transición del sistema eléctrico europeo hacia un modelo descarbonizado, y se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas, principalmente de forma indirecta a través de su contribución a la operación segura del sistema.

ODS 7: Energía asequible y no contaminante. El Factor K cuantifica la capacidad de regulación primaria de frecuencia del sistema, un parámetro determinante para mantener la seguridad de operación a medida que la generación síncrona convencional es sustituida por generación renovable basada en inversores, que no aporta respuesta inercial ni de regulación primaria de la misma forma. Una estimación fiable de este parámetro es necesaria para dimensionar correctamente las reservas de regulación y, por tanto, para permitir una mayor integración de energías renovables sin comprometer la estabilidad de frecuencia. Al analizar críticamente los procedimientos de cálculo del Factor K y proponer alternativas que reducen su sesgo y dispersión, este trabajo contribuye a una operación más informada del sistema durante la transición energética.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. La red eléctrica europea constituye una infraestructura crítica cuya operación segura depende de la calidad de los parámetros con que se caracteriza su comportamiento dinámico. Este proyecto aporta una contribución metodológica a la estimación del Factor K, identificando limitaciones del procedimiento vigente y desarrollando métodos alternativos basados en el análisis dinámico de los eventos de frecuencia. Esta mejora en las herramientas de análisis se enmarca en la modernización y la mejora en la fiabilidad de la infraestructura energética.

ODS 13: Acción por el clima. La descarbonización del sector eléctrico, eje central de las políticas climáticas europeas, exige sustituir generación fósil por recursos renovables que reducen la inercia y la capacidad de regulación del sistema. Disponer de una caracterización precisa de esa capacidad es una condición necesaria para que dicha sustitución se realice de

forma segura. En este sentido, el trabajo apoya indirectamente los objetivos de mitigación climática, al proporcionar conocimiento que facilita una integración de renovables compatible con la seguridad del suministro.

Cabe señalar que la contribución del proyecto a estos objetivos es indirecta: no es una intervención con impacto ambiental o social directo, sino una mejora de las herramientas de análisis que apoyan la operación del sistema eléctrico en transición.