

Determinación Estadística de los días de Operación Extraordinaria en las Redes de Distribución Eléctrica

Trabajo Final de Máster

Máster Universitario en Economía, Regulación y Competencia en los Servicios Públicos
Universitat de Barcelona

Fecha:

05/09/2014

Autor del Trabajo:

Nuria Candón Martínez

Director del Trabajo:

Prof. Dr. Joan-Ramon Borrell



Resumen

El objeto del presente trabajo es mostrar la efectividad del cálculo estadístico de los indicadores de calidad correspondientes a días de eventos excepcionales o fuerza mayor. Se utilizará un método paramétrico, propuesto por IEEE y otro libre aplicado en la regulación de Italia, para comparar los resultados con los obtenidos con la justificación documental de las causas de fuerza mayor actualmente vigente. Se mostrará así mismo la flexibilidad del sistema de cálculo proponiendo un método alternativo.

Para ello se utilizarán los datos de las interrupciones sufridas por 410 municipios de la Comunidad Autónoma de Cataluña durante los años 2004 a 2008.

Palabras clave: Fuerza Mayor; Eventos Excepcionales; Indicadores de Calidad de Suministro Eléctrico; Cálculo Estadístico.

Agradecimientos

Este trabajo no hubiera sido posible sin la implicación, por parte de Endesa, del Subdirector de Gestión de Datos y Sistemas de Red, Javier Meco, ni del responsable del departamento de Normalización de Datos e Indicadores, Daniel Bernadó. También debe agradecerse la colaboración de Víctor Milán en la generación de las consultas y de Margalida Jaume y Daniel Vílchez por su apoyo diario.

Por otro lado, aunque la relación laboral de la autora con Endesa le ha permitido el acceso a los datos necesarios, la redacción del texto no ha sido supervisada ni sancionada, por lo que la responsabilidad de las opiniones en él expresadas incumben exclusivamente a la autora, así como cualquier error u omisión que contenga la versión final del trabajo.

1. Introducción

La gestión de la Operación de las redes de suministro eléctrico es llevada a cabo por los Centros de Control de las distribuidoras. De forma habitual atienden un número limitado de incidencias, tanto programadas como imprevistas. Las programadas tienen como fin o el mantenimiento de las redes o las conexiones de nuevas instalaciones por lo que no penalizan a las distribuidoras con descuentos por incumplimiento de la calidad individual. Por el contrario, las incidencias imprevistas se tienen en cuenta en el cálculo de las compensaciones individuales que reciben los usuarios por el incumplimiento en la calidad individual del suministro, a menos que las empresas demuestren que su origen está en las acciones de terceros sobre la red o en causas de fuerza mayor.

La justificación y demostración de que los incidentes son provocados por causa de fuerza mayor no es sencilla. Requiere de recursos especializados y su aplicación suele suscitar ambigüedades derivadas de la propia definición jurídica de fuerza mayor. Por ello, con la intención de ahorrar costos y aumentar la transparencia en el cálculo de los indicadores de calidad, en varios países del mundo se están aplicando desde hace algunos años fórmulas, basadas en criterios estadísticos, que determinan los valores de los indicadores que no debieran ser imputados a la responsabilidad de las distribuidoras, con independencia de la justificación de su causa.

Existen estudios independientes en los que se comparan los resultados obtenidos por diversos métodos estadísticos, pero todos ellos se basan en los indicadores CAIDI, SAIDI y SAIFI. Estos indicadores se refieren a la duración o frecuencia de las interrupciones que sufren los consumidores y se aplican en la mayoría de los países industrializados del mundo. Sin embargo, en España, los indicadores utilizados no hacen referencia a los clientes sino a la potencia instalada. Es un ligero matiz que no debiera interferir en la aplicación de los cálculos estadísticos a la determinación de los días de operación extraordinaria.

Por otro lado, el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE, 2012) insta a las distribuidoras de todo el mundo a replicar los valores de sus indicadores siguiendo la metodología por ellos recomendada. Inspirada en esa recomendación surge la motivación para realizar este estudio: se comprobará si los resultados obtenidos como fuerza mayor durante cinco años en los municipios del estudio pudieran haberse logrado de una forma más sencilla con dos métodos contrastados; Por un lado, la fórmula recomendada por IEEE. Por el otro con el método utilizado en la regulación italiana durante el período regulatorio 2004 a 2007.

Finalmente, se propondrá un método inspirado en la fórmula italiana para mostrar la flexibilidad regulatoria que puede aportar la utilización de conceptos estadísticos en el cálculo de los indicadores de calidad.

2. Normativa

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en su art. 108 establece la obligación de las empresas distribuidoras de elaborar anualmente, para cada tipo de zona de cada provincia donde operen, índices de calidad de servicio. Respecto al procedimiento de cálculo indica que 'las citadas empresas deberán disponer de un procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y la calidad del producto, homogéneo para todas las empresas y auditable. Este procedimiento será presentado de manera conjunta por las empresas distribuidoras, para su aprobación por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.' El procedimiento finalmente fue presentado por las asociaciones de distribuidores UNESA, ASEME y CIDE en julio de 2001 y aprobado con la Orden ECO/797/2002 de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.

En la citada Orden ECO se definen los indicadores de continuidad del suministro: TIEPI, NIEPI y Percentil 80 del TIEPI. Éstos se calcularán de forma desagregada según si su origen es programado o imprevisto y, en este último caso, si son debidas a causas de terceros, de fuerza mayor o propias de la distribución. El criterio para dictaminar si un incidente es fuerza mayor viene indicado en el art. 8:

'Incidencias debidas a causas de fuerza mayor, aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de riesgos extraordinarios sobre personas y bienes (Real Decreto 2022/1986). No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.'

3. Procedimiento de justificación de un incidente como fuerza mayor

El propio concepto de fuerza mayor, que no goza de un consenso internacional, está sujeto a interpretaciones y ambigüedades aunque habitualmente se acepta como fuerza mayor aquella causa que, siendo imprevisible e inevitable, supera los valores técnicos de cálculo de las redes eléctricas y cuya repetitividad sea igual o superior a 5 años, además de las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil.

La jurisprudencia considera que la fuerza mayor debe ser estudiada en cada caso particular, estableciendo las circunstancias que originen cada suceso y determinando si las causas, siendo imprevisibles, una vez acaecidas, se sobreponen a la voluntad de la empresa de cumplir su obligación de dar un servicio continuado de suministro eléctrico.

El listado de causas admisibles como fuerza mayor no es exhaustiva, por lo que, sobre todo en lo que refiere a fenómenos atmosféricos, es susceptible de conflicto entre partes.

La clasificación como fuerza mayor de un incidente requiere, por tanto, de una cumplimentación precisa de los incidentes (para poder seleccionar adecuadamente aquellos con causa afín al evento) y el seguimiento de la documentación oficial (solicitudes de corte de bomberos o policía, informes meteorológicos realizados por empresas especializadas) que certifiquen la superación de los umbrales y la no repetitividad del suceso.

Este proceso, auditado anualmente y sujeto a inspecciones de la Administración, supone un coste estructural que no repercute en la mejora de la calidad de suministro ni en evitar que lo sucedido pueda volver a pasar.

4. Cálculo de los datos diarios necesarios para el estudio

Para la aplicación de las fórmulas de los métodos estadísticos de cálculo de días de operación extraordinaria se precisa conocer el comportamiento de los indicadores de calidad diariamente, en particular, su valor medio y su desviación estándar. Actualmente el cálculo de indicadores se realiza para cada mes, sumándose los resultados para obtener el valor anual. Por ello se han calculado los indicadores de calidad diarios para cada municipio m , día d y año t , para interrupciones imprevistas de duración superior a 3 minutos en las redes de media tensión ($1\text{kV} \leq V_x \leq 36\text{kV}$) de responsabilidad propia o de fuerza mayor.

El resultado de cada municipio se ha trasladado a nivel poblacional con la relación entre la potencia instalada en cada municipio a 31 de diciembre de cada año y el sumatorio de las potencias de todos los municipios del estudio.

$$TIEPI(d)_m = \sum_{m=1}^{410} \left(TIEPI(i)_m^d * \frac{P'_m}{P'_p} \right) \quad NIEPI(d)_m = \sum_{m=1}^{410} \left(NIEPI(i)_m^d * \frac{P'_m}{P'_p} \right)$$

P'_m = Potencia instalada en el municipio m el 31 de diciembre del año t $P'_p = \sum_1^m P'_m$

El resultado se muestra en las ilustraciones 1 y 2 seguidos de sus estadísticos principales. Vemos en ellas ciertos días en los que la duración y el número de las incidencias no siguen el patrón habitual, sino que exceden con mucho la normalidad. Esos días serán los que definimos como candidatos a días de operación extraordinaria o major event day (MED).

Si se realiza el cálculo del TIEPI^{FM} correspondiente a los incidentes marcados como fuerza mayor se observa cómo los candidatos a MED que hemos determinado visualmente se ven reflejados razonablemente bien (Ilustración 3). Dado que el procedimiento de cálculo fue aprobado en 2002, los primeros años del estudio deben

considerarse como de transición. Conforme las empresas adquieren experiencia, dedican los esfuerzos en justificar los eventos de poca frecuencia y elevada duración, cuyo impacto en los indicadores es apreciable. Esto supone que, con independencia de que la fuerza mayor pueda aplicarse a incidentes con poca repercusión en los indicadores, en la práctica se identifican los días de operación extraordinaria con los de eventos justificados como fuerza mayor. Esta conducta es la que permite comparar los indicadores obtenidos con la fuerza mayor con los obtenidos estadísticamente.

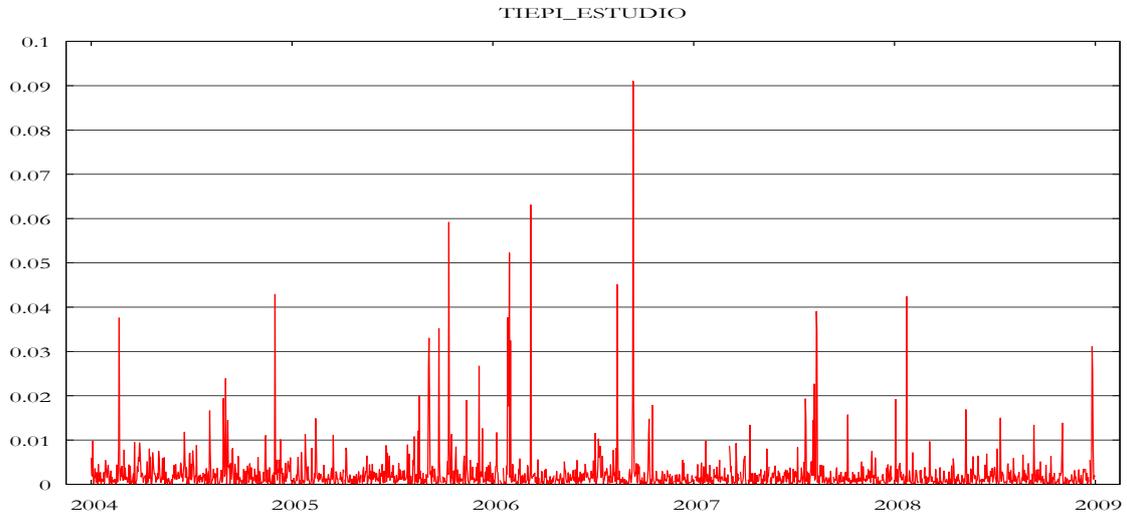


Ilustración 1: valores diarios del TIEPI

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable TIEPI_ESTUDIO (1797 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.00241088	0.00121212	6.62436e-007	0.0910087
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00505455	2.09655	8.07369	93.0873
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
8.31559e-005	0.00752003	0.00211688	30

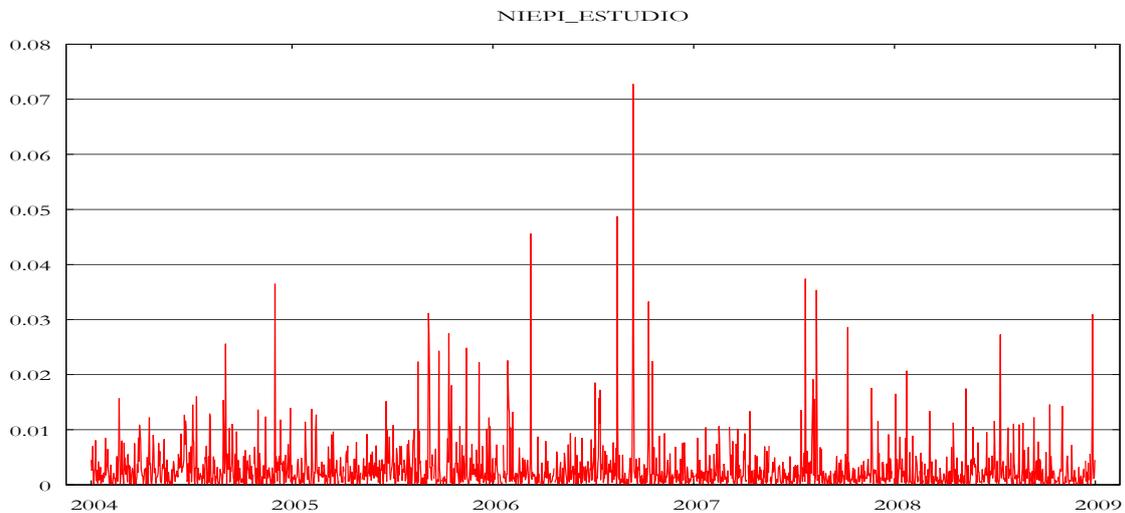


Ilustración 2: valores diarios del NIEPI

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable NIEPI_ESTUDIO (1797 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.00296219	0.00167651	4.47010e-006	0.0727380
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00456644	1.54158	5.47645	50.5212
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
8.88792e-005	0.0101629	0.00299249	30

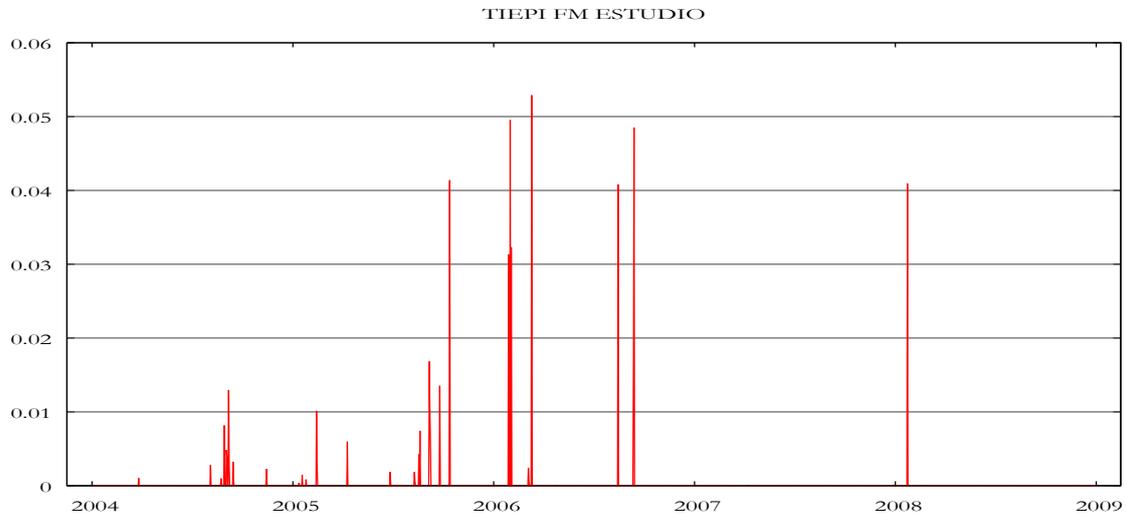


Ilustración 3: valores diarios del TIEPI^{FM}

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable TIEPI_FM_ESTUDIO (1797 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.000282919	0.00000	0.00000	0.0528759
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00302148	10.6796	13.4877	194.805
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
0.00000	0.00000	0.00000	30

5. Determinación de los Event Major Days (MED)

5.1. IEEE: Método B1

El primer método que vamos a utilizar es el propuesto por IEEE. Este método asume que la función densidad del SAIDI se comporta como una función exponencial, por lo que el histograma de los valores de $\ln(\text{SAIDI})$ debe seguir una distribución normal.

IEEE define un valor umbral de SAIDI, $T_{\text{MED}} = e^{\alpha + k\beta}$ (siendo α el promedio y β la desviación estándar del logaritmo natural del SAIDI), de los días con $\text{SAIDI} > 0$, de forma que los días que tengan un valor de SAIDI inferior al umbral se considerarán días de operación normal y aquellos que tengan un valor superior serán MED.

Para una distribución normal, la probabilidad de que el SAIDI de un día supere el umbral determinado por la media más k veces la desviación estándar [$p(\text{SAIDI}) > T_{\text{MED}}$] no depende ni de la media ni de la desviación estándar, sino exclusivamente del factor k . Si $k = 2.5$ la probabilidad de que el SAIDI supere T_{MED} es 0.0062. El número de días promedio que superarán ese valor, entonces será:

$$[0.0062 \times 365 = 2.26 \text{ días MED/año}]$$

Para la aplicación de este método supondremos una equivalencia entre SAIDI y TIEPI. Visualizamos primero las gráficas de los datos del TIEPI de los 5 años para analizar si el comportamiento es el esperado. Efectivamente, el histograma del TIEPI diario parece una función gamma (la exponencial es un caso particular de la función gamma) y la distribución del $\ln(\text{TIEPI})$ se asemeja a la normal con un sesgo hacia la izquierda:

Si aplicamos la fórmula de este método a los datos de TIEPI diario del estudio obtenemos 1.6 días MED de promedio (Tabla 1) distribuidos según la ilustración 4.

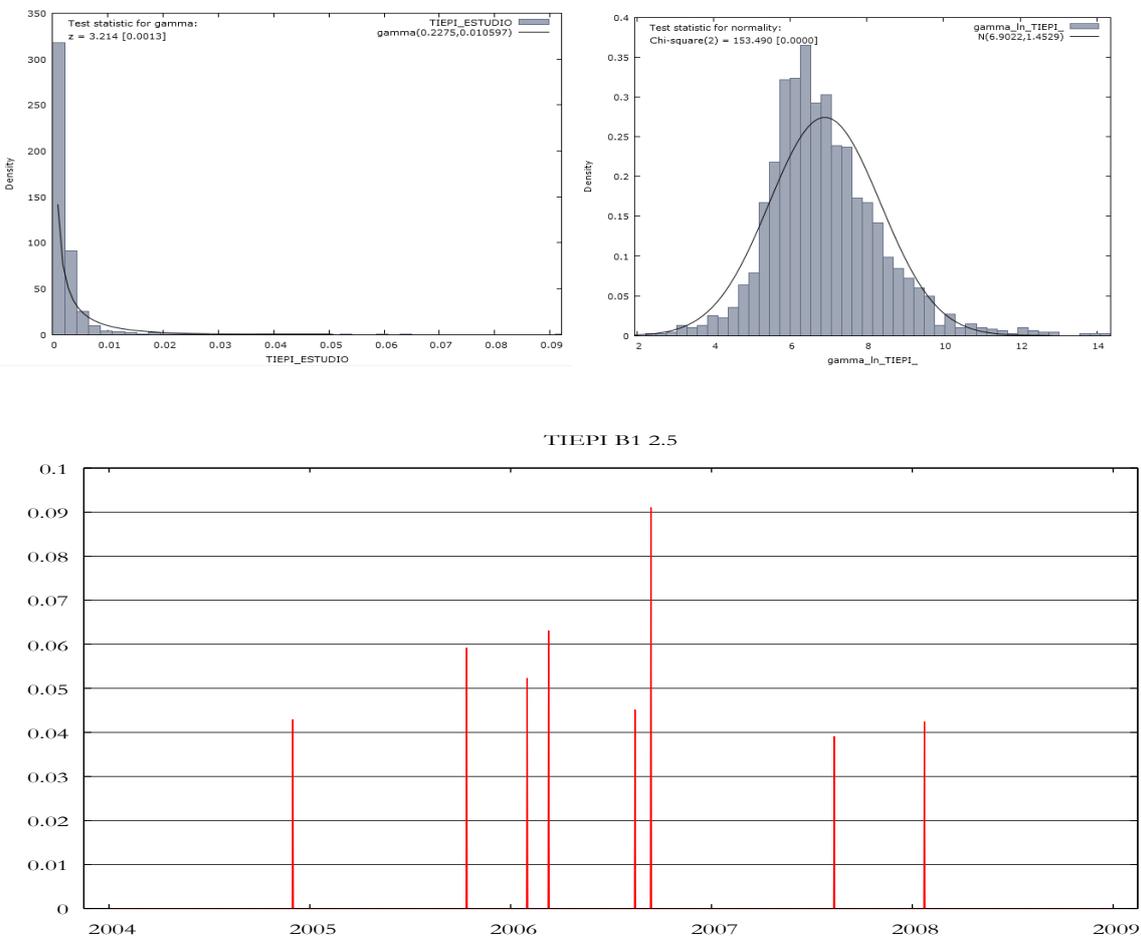


Ilustración 4: valores del TIEPI de días MED con el método B1 2.5

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable B12_5 (1827 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.000238107	0.00000	0.00000	0.0910087
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00374370	15.7228	17.1548	319.685
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
0.00000	0.00000	0.00000	0

Año	MEDs	TIEPI [Operación Normal]
2004	1	0.92
2005	1	0.88
2006	4	0.75
2007	1	0.69
2008	1	0.65
Promedio	1.6	0.80¹

Tabla 1: Resultados Método B1 2.5

Si cambiamos el factor k de la fórmula por 2.4 ($T_{MED} = e^{\alpha + 2.4 \beta}$), entonces los días promedio son 2.6 (Tabla 2) distribuidos según la ilustración 5.

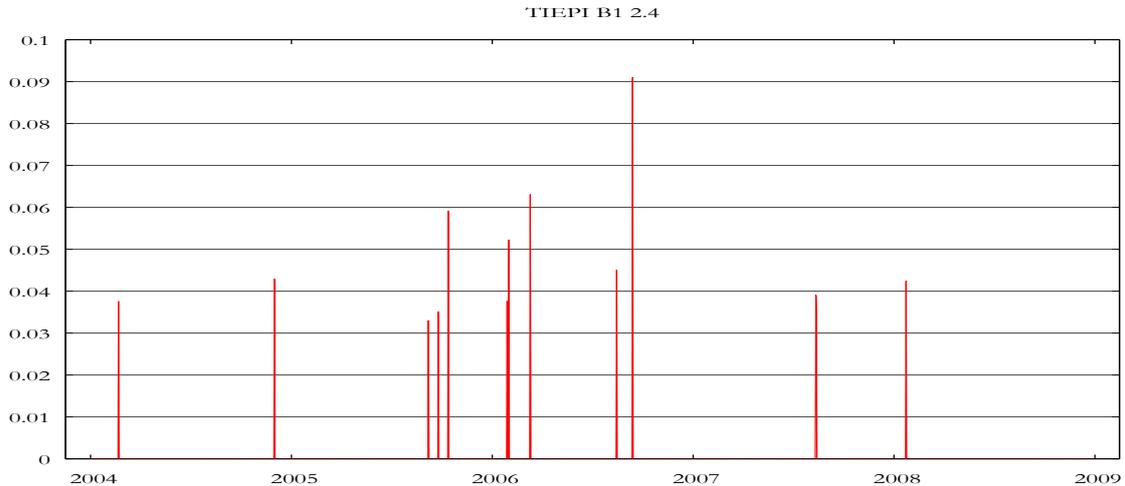


Ilustración 5: valores del TIEPI de días MED con el método B1 2.4

¹ El valor promedio se ha realizado sin computar el año 2007, dado que ese año la distribuidora no presentó ningún incidente como fuerza mayor, y no es razonable considerar que no hubo ningún incidente susceptible de serlo.

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable B12_5 (1827 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.000335581	0.00000	0.00000	0.0910087
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00417632	12.4451	13.9646	218.374
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
0.00000	0.00000	0.00000	0

Año	MEDs	TIEPI (h) [Operación Normal]
2004	2	0.89
2005	3	0.81
2006	5	0.72
2007	2	0.65
2008	1	0.65
Promedio	2.6	0.77¹

Tabla 2: Resultados método B1 2.4

5.2. AEEG: Método C1

El regulador italiano, para el período regulatorio de 2004 a 2007 estableció una formulación estadística de días MED basada en los valores de CAIDI y SAIDI diarios. El CAIDI no tiene correlación en los indicadores utilizados en España, y en su lugar se ha utilizado la relación TIEPI/NIEPI dado que el CAIDI es la relación SAIDI/SAIFI y podemos suponer una relación de equivalencia entre el SAIDI y el TIEPI (como en el método anterior) y el SAIFI y el NIEPI.

La formulación para nuestro estudio será:

Sea $(N_{t_1}^5)$ el subconjunto de días cuyo valor de $TIEPI(d) > 0$

$$\text{Paso 1: } \left(\frac{TIEPI(s)}{NIEPI(s)} \right) \succ m \left(\left\{ \frac{TIEPI(d)}{NIEPI(d)} \right\}_{d \in N_{t_1}^5} \right) + sd \left(\left\{ \frac{TIEPI(d)}{NIEPI(d)} \right\}_{d \in N_{t_1}^5} \right)$$

$(M_{t_1}^5)$: el subconjunto de $(N_{t_1}^5)$ donde se cumple el paso 1

$$\text{Paso 2: } TIEPI(s) \succ m \left(\left\{ TIEPI(d) \right\}_{d \in M_{t_1}^5} \right) + 3sd \left(\left\{ TIEPI(d) \right\}_{d \in M_{t_1}^5} \right)$$

Los días seleccionados con este método se muestran en la ilustración 6, dando un promedio de 1.4 días MED para los 5 años (Tabla 3)

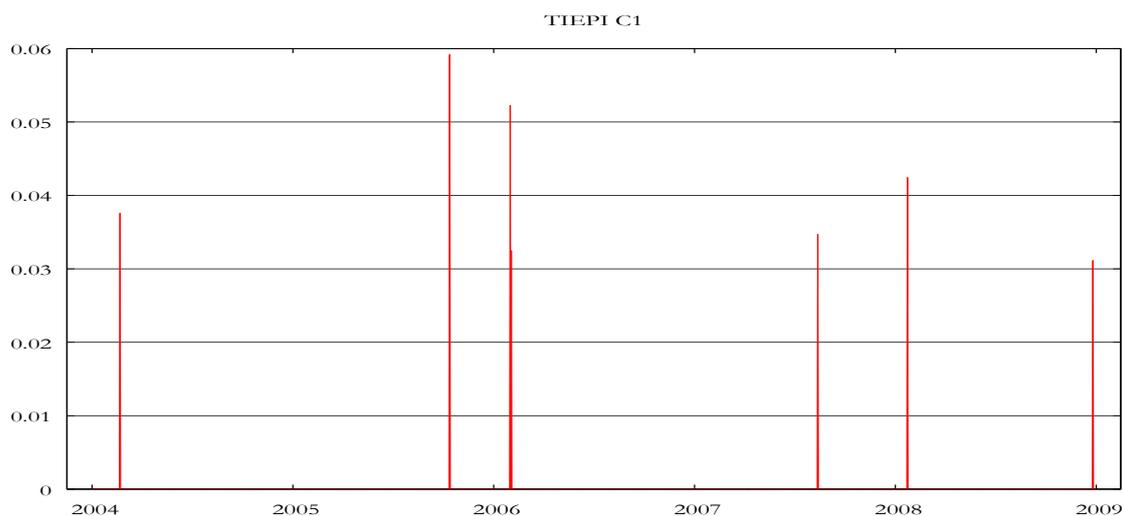


Ilustración 6: valores del TIEPI de días MED con el método C1

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable C1 (1827 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.000158601	0.00000	0.00000	0.0591609
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00262974	16.5809	17.4578	318.775
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
0.00000	0.00000	0.00000	0

Año	MEDs	TIEPI (h) [Operación Normal]
2004	1	0.93
2005	1	0.88
2006	2	0.92
2007	1	0.69
2008	2	0.62
Promedio	1.4	0.84¹

Tabla 3: Resultados método C1

5.3. Método propuesto: C2

El objeto de este trabajo no pretende abordar la justificación estadística de este método no paramétrico, pero debemos hacer algunas observaciones.

El método C1 permite que el regulador utilice las bondades de la estadística sin someterse a ella, pero de los resultados se desprende que el método no ha sido capaz de localizar el día MED más evidente. En (Fumagalli, Lo Schiavo, Paganoni, & Secchi, 2009) ya se indicaba, al analizar los resultados de la aplicación del método C1 en el período regulatorio 2004-2007 que determinados días que pudieron ser justificados como períodos extraordinarios de la operación tampoco fueron seleccionados con el método aplicado. Por ello, proponen sustituir el primer paso por el valor del percentil 75 del CAIDI.

El CAIDI informa acerca del tiempo de reposición; un valor alto significa que las incidencias han durado demasiado, y un valor bajo que se han reparado con efectividad. Es lógico pensar que las incidencias, en períodos de operación extraordinaria sufrirán un retraso en su reparación, debida a la acumulación de incidentes en poco tiempo. Pero limitar la posibilidad de que un día sea de operación extraordinaria a que suceda esa saturación de los recursos penaliza los esfuerzos de las distribuidoras, desincentivándolas a reponer cuanto antes el suministro. La regulación podría tener efectos contrarios a los deseables.

El NIEPI, sin embargo, nos da información acerca del número de interrupciones, y el Percentil 80 del NIEPI indica el valor del NIEPI anual que no es superado por el 80% de los municipios. Si un día superamos el valor del percentil 80 del NIEPI podemos afirmar que el número de incidencias producidas ese día es excepcional.

En el segundo paso mantendremos la formulación del método C1 (que la duración de las interrupciones, sea superior a la media más 3 veces la desviación estándar).

Nuestra formulación sería:

Sea $(N_{t_1}^5)$ el subconjunto de días cuyo valor de $TIEPI(d) > 0$

Paso 1: $NIEPI(s) > PERCENTIL80\{NIEPI(t)\}$

$(M_{t_1}^5)$: el subconjunto de $(N_{t_1}^5)$ donde se cumple el paso 1: $TIEPI(s) > m(\{TIEPI(d)\}_{d \in M_{t_1}^5}) + 3sd(\{TIEPI(d)\}_{d \in M_{t_1}^5})$

En el método propuesto C2 se obtienen 3 días MED de promedio, lo que supone que la probabilidad de que un día el valor del TIEPI supere el umbral para ser considerado MED es $p(MED) = 3/365 = 0.0084$. Los valores diarios se muestran en la Ilustración 7.

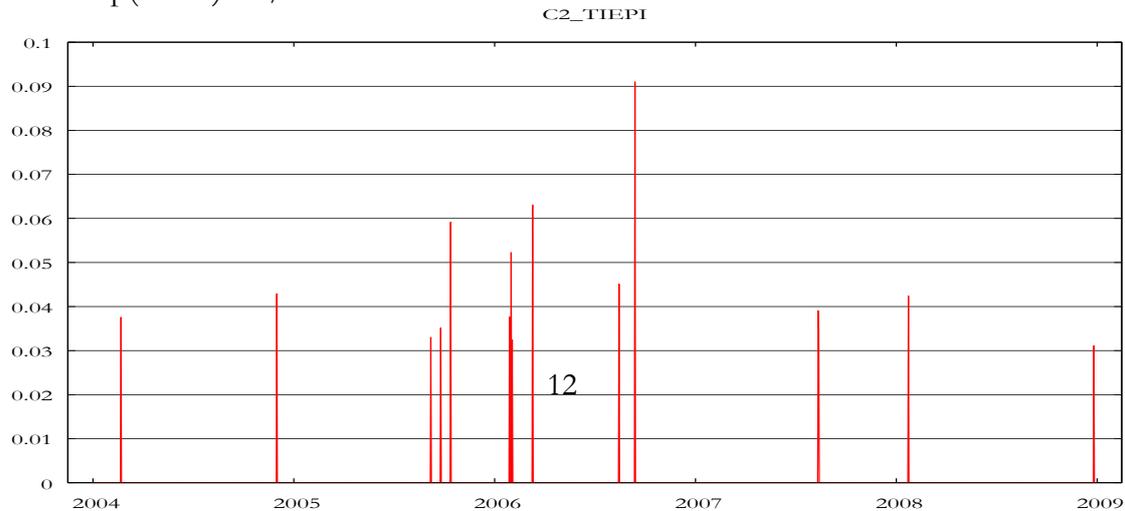


Ilustración 7: valores del TIEPI de días MED con el método C2

Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31
for the variable C2_NIEPI (1827 valid observations)

Mean	Median	Minimum	Maximum
0.000370393	0.00000	0.00000	0.0910087
Std. Dev.	C.V.	Skewness	Ex. kurtosis
0.00430410	11.6203	13.1618	195.946
5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
0.00000	0.00000	0.00000	0

Año	MEDs	TIEPI (h) [Operación Normal]
2004	2	0.89
2005	3	0.81
2006	6	0.68
2007	2	0.65
2008	2	0.62
Promedio	3	0.75¹

Tabla 4: Resultados método C2

6. Conclusiones

El suministro eléctrico es considerado por los consumidores un servicio público, universal y no falible. Sin embargo, la calidad total no es asumible. Las situaciones meteorológicas excepcionales pueden dar lugar a fallos del suministro eléctrico con independencia del nivel de inversión que realicen las empresas eléctricas. Legislar sin contemplar esas situaciones como excepcionales e intentado que ‘pase lo que pase’ se garantice el suministro eléctrico provoca sobrecostes de la gestión diaria que no redundan en la mejora de la calidad del suministro en los días ‘normales’ sin llegar a garantizar el suministro en los días extraordinarios.

La regulación debe garantizar que el suministro eléctrico cubra eficazmente las necesidades y expectativas de los clientes. Para ello debe centrarse en las condiciones normales de operación, pues las situaciones excepcionales suponen un reto en muchas ocasiones económicamente inviable. Identificar los días de operación normal, calculando sus índices de calidad, permite conocer de una manera indirecta la adecuación de las redes a las necesidades habituales de los clientes a ella conectados. No discriminar los días de operación extraordinaria enmascara los valores correctos,

implicando que los esfuerzos llevados a cabo por las empresas para mejorar la calidad de suministro no se vean compensados de forma justa.

Esto no implica la indiferencia ante situaciones de emergencia, sino todo lo contrario. La regulación debe asumir que en ciertas condiciones el suministro eléctrico no estará garantizado para, por un lado, legislar adecuadamente las situaciones en que sí debería estarlo (días de operación normal) y, de otro, preparar Planes de Comunicación y de Coordinación público-privada, o Planes de Contingencia, eficaces para aquellos días en que no se podrá garantizar, en condiciones de seguridad y calidad, el suministro eléctrico (operación extraordinaria). Para ello es imprescindible estar en disposición de discriminar, de forma objetiva, un día de operación extraordinaria de otro de operación normal. El actual sistema de clasificación de los incidentes como fuerza mayor no permite esa discriminación con la suficiente rapidez, por el propio procedimiento de justificación documental necesario que puede dilatarse en el tiempo. Por ello, la toma de decisiones inmediatas en situaciones de emergencia se ve entorpecida por la ausencia de un criterio claro y de fácil implementación que determine si la operación diaria corresponde con la operación normal, cuya responsabilidad recae plenamente sobre la empresa eléctrica, o por el contrario se trata de un día de operación extraordinaria que requiere de la implicación, y tal vez de los recursos, del Estado.

La utilización de métodos estadísticos permitiría conocer, al momento, si la duración y número de las interrupciones sufridas en un grupo determinado de usuarios está dentro de los parámetros normales o no y su aplicación reduce considerablemente los costes estructurales del sistema aumentando la eficiencia asignativa.

Las principales debilidades y limitaciones de este estudio, entre otras, son las siguientes:

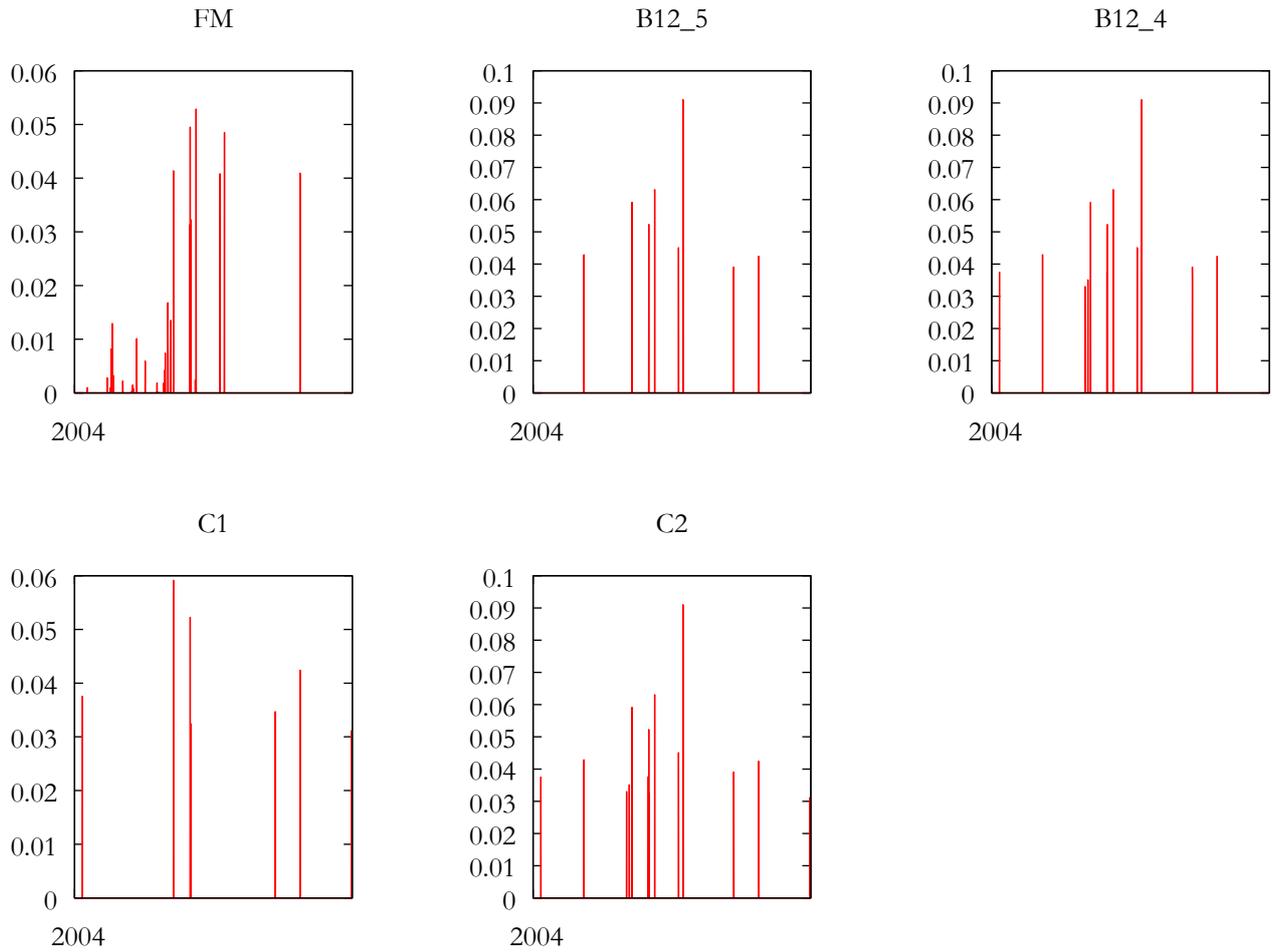
Dado que sólo se dispone de datos de una única distribuidora se desconoce si los resultados pueden ser extendidos a todas, con independencia de su tamaño o la heterogeneidad de los territorios en los que operan. En ese sentido, según IEEE el método B1 debería ser neutro en su aplicación, pero desconocemos si C2 podría serlo también. Sería preciso replicar los cálculos con un número suficiente de empresas.

Asimismo el presente estudio podría ampliarse al análisis por tipo de zona según el Decreto 1955/2000 y la Orden ECO/797/2002 («urbana», «semiurbana», «rural concentrada» y «rural dispersa») dado que no se ha tenido en cuenta para la elaboración de los índices el número de suministros de cada municipio ni la ubicación en núcleo o fuera de núcleo. Sin embargo, para la selección de los días MED parece más adecuado realizarlo sin discriminar geográfica o administrativamente, agregando los valores al mayor nivel posible dentro de cada distribuidora, habitualmente por centros de control.

Finalmente, no se ha realizado una comparación entre las penalizaciones aplicadas a la distribuidora con la aplicación del concepto de fuerza mayor y la aplicación de los distintos métodos estadísticos. Esta cuestión se ha obviado porque la determinación

estadística permite evitar la aplicación de multas y sustituirlas por un control de los indicadores de operación extraordinaria aplicando incentivos y/o penalizaciones a las variaciones de los mismos según sea a mejor o a peor, tal como hoy en día se realiza con los indicadores de calidad. Dicho de otra manera, de aplicar el criterio estadístico, ya no serían de aplicación las fórmulas actuales de compensación a los usuarios, que no reciben descuentos en caso de demostrarse la justificación de fuerza mayor.

7. Resumen resultados



Summary Statistics, using the observations 2004-01-01 - 2008-12-31

Variable	Mean	Median	Minimum	Maximum	Std. Dev.	C.V.
FM	0.000278274	0.00000	0.00000	0.0528759	0.00299677	10.7691
B12_5	0.000238107	0.00000	0.00000	0.0910087	0.00374370	15.7228
B12_4	0.000335581	0.00000	0.00000	0.0910087	0.00417632	12.4451
C1	0.000158601	0.00000	0.00000	0.0591609	0.00262974	16.5809
C2	0.000370393	0.00000	0.00000	0.0910087	0.00430410	11.6203
Variable	Skewness	Ex. kurtosis	5% Perc.	95% Perc.	IQ range	Missing obs.
FM	13.6015	198.13	0.00000	0.00000	0.00000	0
B12_5	17.1548	319.68	0.00000	0.00000	0.00000	0
B12_4	13.9646	218.37	0.00000	0.00000	0.00000	0
C1	17.4578	318.77	0.00000	0.00000	0.00000	0
C2	11.6203	232.06	0.00000	0.00000	0.00000	0

Tabla 1	N° MEDS				TIEPI(d) [Operación Normal]				
	B1 2.5	B1 2.4	C1	C2	FM	B1 ^{2.5}	B1 ^{2.4}	C1	C2
2004	1	2	1	2	0.92	0.92	0.89	0.93	0.89
2005	1	3	1	2	0.81	0.88	0.81	0.88	0.81
2006	4	5	2	5	0.71	0.75	0.72	0.92	0.68
2007	1	2	1	2	0.73	0.69	0.65	0.69	0.65
2008	1	1	2	1	0.66	0.65	0.65	0.62	0.62
Promedio	1.6	2.6	1.4	2.4	0.77¹	0.80¹	0.77¹	0.84¹	0.75¹

Referencias

Christie, R. D. (2003). Statistical classification of major event days in distribution system reliability. *IEEE Trans. Power Delivery* , 18 (4), 1336-1341.

Fumagalli, E., Lo Schiavo, L., Paganoni, A., & Secchi, P. (2009). Statistical analysis of exceptional events: the Italian regulatory experience. *IEEE Transactions on Power Delivery* , 24(3), 1319-1327.

Fumagalli, E., Lo Schiavo, L., Salvati, S., & Secchi, P. (2006). Statistical identification of major event days: an application to continuity of supply regulation in Italy. *IEEE Transactions on Power Delivery* , 21(2), 761 - 767.

IEEE. (2012). *P1366 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. New York: IEEE Press.

OFGEM. (March de 2004). *Electricity Distribution price Control Review, Policy Document*. Obtenido de www.ofgem.gov.uk

Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico. (13 de Abril de 2002). *Boletín Oficial del Estado* . Madrid, España.

Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial. (31 de diciembre de 2009). *Boletín Oficial del Estado* . Madrid, España.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas. (27 de diciembre de 2000). *Boletín Oficial del Estado* . Madrid, España.

Real Decreto 300/2004, de 20 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento del seguro de riesgos extraordinarios. (24 de febrero de 2004). *Boletín Oficial del Estado* . Madrid, España.