

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECE EL AJUSTE AL INCENTIVO A LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS PREVISTO EN LA DISPOSICIÓN ADICIONAL OCTAVA DE LA CIRCULAR 6/2019.

1	OBJETO DE LA RESOLUCIÓN	6
2	ANTECEDENTES	6
2.1	Normativa europea	6
2.2	Evolución de la normativa española para incentivar la reducción de pérdidas.....	7
2.3	Evolución de las pérdidas en el periodo 2010-2018	9
2.4	Impacto de la evolución de la red de distribución en el nivel de pérdidas.....	11
2.5	Incentivo propuesto en el artículo 24 de la Circular 6/2019	12
2.6	Alegaciones de las empresas distribuidoras a la Circular 6/2019.....	14
2.7	Informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre la Circular 6/2019	15
3	DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	16
4	VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS.....	17
4.1	Sobre plazos de aplicación	17
4.2	Sobre la metodología establecida en la Circular 6/2019.....	17
4.3	Sobre el balance $E_{perdp, n} - 2i$	18
4.4	Sobre las zonas de distribución	19
4.5	Sobre los datos de pérdidas utilizados	19
4.6	Sobre el tratamiento del fraude	20
4.7	Sobre los coeficientes de corrección zonal K_z	20
4.8	Sobre la información empleada para calcular los coeficientes CZ.....	21
4.9	Sobre la actualización anual de los coeficientes CZ.....	21
4.10	Sobre la inclusión de la corrección en la formulación	21
4.11	Sobre el establecimiento de los valores de PMP_{ni}, BMP_{ni} y $CAn - 2p$	22
5	ZONAS DE DISTRIBUCIÓN	23

6	DATOS DISPONIBLES	24
6.1	Datos relativos a las pérdidas.....	24
6.2	Datos relativos a la zona de distribución	25
6.3	Validación de datos	25
7	ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN EL SECTOR	27
7.1	Balances individuales	27
7.2	Balances globales.....	30
7.3	Pérdidas en función del número de clientes	31
8	CORRECCIÓN ZONAL	32
8.1	Clasificación zonal	33
8.2	Pérdidas en función de la zona de distribución	34
8.3	Cálculo de los coeficientes de corrección zonal	36
8.4	Inclusión de la corrección en el incentivo	37
9	IMPACTO DE LA CORRECCIÓN ZONAL	37
9.1	Distribuidoras de menos de 100.000 clientes	37
9.2	Distribuidoras de más de 100.0000 clientes	40
9.2.1	Simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia	41
10	REVISIÓN SOBRE ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN EN MATERIA DE FRAUDE	43
11	REVISIÓN DE LA NORMATIVA EN OTROS PAÍSES	44
12	ESTABLECIMIENTO DE <i>CAn – 2p, PMPni y BMPni</i> ,	46
13	CONCLUSIONES	49
14	FUTURAS ACTUACIONES	49
	ANEXO I. DATOS UTILIZADOS	51
	ANEXO II. COEFICIENTES <i>CZ</i> POR DISTRIBUIDORA	77

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la normativa relativa al incentivo a la reducción de pérdidas.....	7
Figura 2. Evolución de las pérdidas en la red de distribución española	9
Figura 3. Evolución de las pérdidas en la red de distribución de los países pertenecientes a CEER (datos obtenidos del '2nd CEER Report on Power Losses'). Los datos de España aparecen resaltados en rojo.....	10
Figura 4. Evolución del incentivo a la reducción de pérdidas establecido en el Real Decreto 1048/2013.....	11
Figura 5. Metodología de cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas definida en la CIR06/2019	14
Figura 6. Pérdidas técnicas en la red de distribución	23
Figura 7. Localización geográfica de las empresas distribuidoras con datos de pérdidas incoherentes. Los números indican el número de distribuidoras en cada provincia que tienen datos inconsistentes.....	26
Figura 8. Distribución de las pérdidas considerando las distintas empresas distribuidoras.....	28
Figura 9. Localización geográfica de las empresas distribuidoras con pérdidas anormalmente elevadas. Los números indican el número de distribuidoras en cada provincia.....	29
Figura 10. Balances globales de pérdidas en los años 2016, 2017 y 2018	30
Figura 11. Reparto de los puntos de suministro en función de la zona de distribución.....	31
Figura 12. Pérdidas en función del número de clientes para los años 2016, 2017 y 2018	32
Figura 13. Distribución de pérdidas por zona de distribución asignada para las distintas empresas distribuidoras.	35
Figura 14. Distribución normalizada de pérdidas para las empresas clasificadas en las zonas U, SU, RC y RD	38
Figura 15. Pérdidas en función del porcentaje de suministros en zona U para las empresas clasificadas en las zonas SU, RC y RD	39
Figura 16. Pérdidas en función del número de clientes para los años 2016, 2017 y 2018 para las distribuidoras clasificadas en la zona U	40
Figura 17. Reparto de los puntos de suministro en función de la zona de distribución para las distribuidoras de más de 10 ⁵ clientes.....	41

Figura 18. Pérdidas en función del porcentaje de suministros en la zona U (arriba) y en las zonas SU, RC y RD consideradas conjuntamente (abajo).....	41
Figura 19. Pérdidas medias en el periodo 2014-2018 de los países pertenecientes a CEER (datos obtenidos del '2nd CEER Report on Power Losses').....	46
Figura 20. Estimación del importe del incentivo obtenido con distintas combinaciones de $CAn - 2p$, y $PMPni$, con y sin el ajuste zonal.....	47
Figura 21. Incentivo (como porcentaje de la correspondiente retribución) en función de las pérdidas reales medidas para las distintas empresas distribuidoras. Estimación resultante de la aplicación de la metodología propuesta aplicada al ejercicio retributivo 2021: sin ajuste zonal (arriba) y con ajuste zonal (abajo).....	48

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Listado de empresas distribuidoras con pérdidas negativas o del 100%	25
Tabla 2. Resumen de los principales valores relativos a las pérdidas medidas en los años 2016, 2017 y 2018.....	27
Tabla 3. Empresas distribuidoras con valores de pérdidas anormalmente elevados (por encima del límite superior para valores atípicos $Q_3 + 1.5 \cdot IQR$)	28
Tabla 4. Número de empresas con menos de 100.000 clientes consideradas	32
Tabla 5. Suministros de las empresas de menos de 100.000 clientes consideradas	32
Tabla 6. Asignación del número de puntos de suministro según la zona de distribución para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes.....	33
Tabla 7. N.º CUPS en función de la zona de suministro para las grandes distribuidoras	34
Tabla 8. Número de empresas asociadas a cada zona de distribución considerando los años 2016, 2017 y 2018.....	34
Tabla 9. Resumen de los principales valores obtenidos en relación a las pérdidas en los años 2016, 2017 y 2018 considerando las zonas de distribución.	35
Tabla 10. Coeficientes de corrección zonales	36
Tabla 11. Pérdidas obtenidas a partir de las simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia en 2007 y 2008 y promedio de las pérdidas medidas considerando los años 2016, 2017 y 2018.....	42
Tabla 12. Coeficientes zonales propuestos a partir de las simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia.	42
Tabla 13. Incentivos aplicados y pérdidas en el periodo 2014-2018 de los países pertenecientes a CEER (datos obtenidos del '2nd CEER Report on Power Losses')	44
Tabla 14. Valores de $CAn - 2p$, $PMPni$ y $BMPni$ establecidos para los años restantes del periodo regulatorio actual.....	49

1 OBJETO DE LA RESOLUCIÓN

La disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#), de 5 de diciembre, de la CNMC, establece lo siguiente:

“Para el cálculo de la retribución correspondiente a los años 2020 y 2021 no se aplicarán las previsiones contenidas en el capítulo V, aplicándose en su lugar la regulación contenida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, sobre el incentivo por reducción de pérdidas y sobre el incentivo a la reducción del fraude.

Para el cálculo de la retribución correspondiente a los años 2022 a 2025, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijará con anterioridad al año 2022, mediante resolución y previo trámite de audiencia, los siguientes valores:

- *El ajuste al incentivo previsto en el artículo 24.2, al objeto de considerar las características técnicas de la red propias de una zona de distribución.*
- *El coeficiente previsto en el artículo 24.3.*
- *La penalización máxima prevista en el artículo 24.6.*
- *La bonificación máxima prevista en el artículo 24.6”*

Al objeto de dar cumplimiento al mandado así establecido, la presente memoria tiene como finalidad evaluar y analizar el impacto de la zona de distribución en las pérdidas en la red de distribución española, con el fin de incluir el ajuste al incentivo a la reducción de pérdidas previsto en el artículo 24.2 de la [Circular 6/2019](#), de 5 de diciembre, de la CNMC, en aras de considerar las características técnicas de la red propias de cada zona de distribución.

Así mismo, se incluyen en esta propuesta los valores establecidos para el coeficiente de adecuación del precio del periodo tarifario p , CA_{n-2}^p , previsto en el artículo 24.3 y los valores de la penalización y bonificación máximos, PMP_n^i y BMP_n^i , aplicables en el periodo 2022 a 2025, previstos en el artículo 24.6.

2 ANTECEDENTES

2.1 Normativa europea

La [Directiva Europea 2019/944/UE](#) del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la directiva 2012/27/UE, establece:

“Las autoridades reguladoras deben velar por que los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución adopten las medidas adecuadas para que su red sea más resiliente y flexible. Con este fin, deben supervisar el rendimiento de dichos gestores basándose en indicadores tales como la capacidad de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución para operar líneas con arreglo a mediciones dinámicas, el desarrollo del seguimiento en remoto y el control

en tiempo real de las subestaciones, la reducción de las pérdidas de la red y la frecuencia y duración de las interrupciones del suministro eléctrico”

Por otro lado, en el artículo 31.5 del Capítulo IV de la citada Directiva de Electricidad se establece:

“Los gestores de redes de distribución actuarán como un facilitador neutral de mercado a la hora de obtener la energía que empleen para cubrir las pérdidas de energía en su red de conformidad con procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado”

De lo anterior se concluye que no existe una obligación a nivel comunitario para llevar a cabo una zonificación de los niveles de pérdidas de la red.

2.2 Evolución de la normativa española para incentivar la reducción de pérdidas

En los últimos años se ha detectado un deterioro del nivel de pérdidas de las redes, tal y como se detallará más adelante, que ha requerido la revisión de la regulación al respecto (Figura 1), con el fin de incrementar su impacto sobre los distribuidores, haciéndoles más sensibles a su coste.

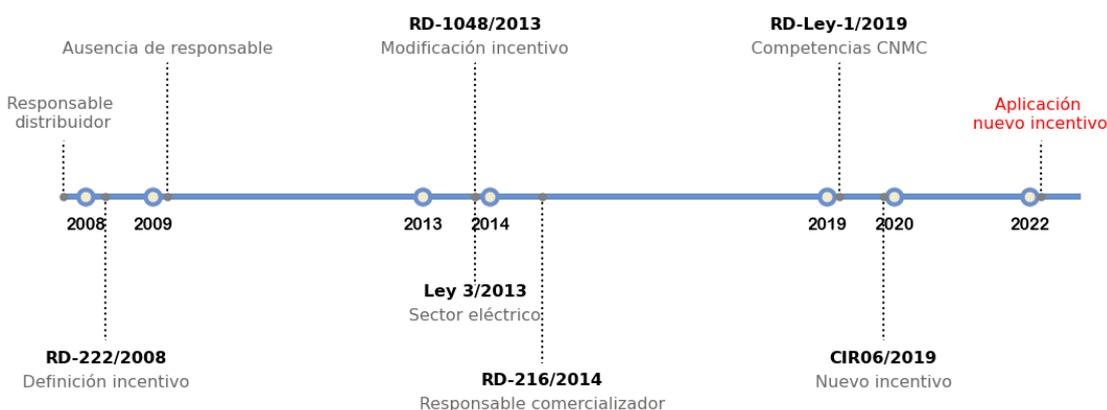


Figura 1. Evolución de la normativa relativa al incentivo a la reducción de pérdidas

En este sentido, cabe señalar que hasta 2009, el distribuidor compraba en el mercado, para los consumidores a tarifa, la energía en barras de central y en las liquidaciones de las actividades reguladas se le reconocía la energía facturada al consumidor elevada a barras de central, aplicando las pérdidas estándares. Según esto, aquellos distribuidores cuyas pérdidas excedían las pérdidas estándares soportaban el coste de las mismas, ya que no podían trasladarlo a los consumidores que suministraban a tarifa, por lo que tenían un fuerte incentivo a reducir las pérdidas.

Sin embargo, desde 2009 hasta junio de 2014, al dejar el distribuidor de comprar en el mercado la energía que suministra a sus clientes, ningún agente se responsabilizaba de comprar en el mercado las pérdidas que excedían las

pérdidas estándares, por lo que la energía necesaria para suministrar dichas pérdidas era despachada en los servicios de operación del Operador del Sistema, con el sobrecoste correspondiente, que ha sido soportado por los comercializadores y traspasado a sus consumidores.

Este problema se solucionó parcialmente con el [Real Decreto 216/2014](#), de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, a partir del cual los comercializadores empezaron a comprar dichas pérdidas, por lo que tienen incentivo a hacer la mejor previsión posible de las mismas, con el fin de reducir sus desvíos. No obstante, el comercializador no tiene ningún interés en reducir la energía de las pérdidas, ya que dicho coste es traspasado íntegramente al consumidor, y tampoco puede minimizar las mismas, ya que no es en modo alguno responsable ni de las redes ni de la captación de la medida.

No obstante, si bien desde 2009 el distribuidor ha dejado de ser responsable de la adquisición de las pérdidas, la regulación ha tratado de paliar este efecto incluyendo diversos incentivos para que el distribuidor minimizara sus pérdidas:

- (1) El [Real Decreto 222/2008](#), de 15 de febrero, establecía el incentivo a la reducción de pérdidas como la suma para cada hora del producto entre un precio horario de energía de pérdidas y la diferencia horaria entre las pérdidas estándares y las reales que tuviera la distribuidora en cada hora. El incentivo, en términos anuales, quedaba comprendido para cada una de las empresas distribuidoras entre el $\pm 2\%$ de su retribución del año anterior.
- (2) Por su parte, el [Real Decreto 1048/2013](#), de 27 de diciembre, establecía, para cada distribuidora, el incentivo a la reducción de pérdidas en función de la diferencia de pérdidas existentes entre el año $n-2$ y $n-4$, siendo n el año para el que se calcula el incentivo. El incentivo, en términos anuales, quedaba comprendido para cada empresa distribuidora entre el $+1\%$ y el -2% de su retribución, es decir, reducía la bonificación máxima aplicable, incentivando menos a las empresas con mejores resultados. Además, es necesario poner de manifiesto que, con esta metodología, se podía dar la situación de beneficiar a distribuidoras con pérdidas muy elevadas, por encima de la media del sector, siempre que disminuyesen sus niveles de pérdidas entre los años $n-2$ y $n-4$, al tiempo que se perjudicaba a empresas distribuidoras con valores de pérdidas pequeños, inferiores a la media del sector, ya que, en estos casos, su capacidad de mejora es mucho más limitada.
- (3) Finalmente, como se detalla más adelante, en la nueva metodología establecida en la [Circular 6/2019](#), de 5 de diciembre, se establece el incentivo de pérdidas, comparándose las pérdidas de cada empresa

con las pérdidas medias del sector, empleando a estos efectos los coeficientes de pérdidas estándares establecidos en el artículo 11 de la [Circular 3/2020](#) de 15 de enero, de la CNMC a diferencia de la metodología establecida en el [Real Decreto 1048/2013](#), de 27 de diciembre, según la cual se comparaban consigo mismas, lo que en última instancia provocaba distorsiones en la internalización del incentivo.

2.3 Evolución de las pérdidas en el periodo 2010-2018

La Figura 2 muestra la evolución de las pérdidas en la red de distribución española entre 2010 y 2018. Tal y como se desprende de la misma, las pérdidas aumentaron desde 2010 hasta 2013, si bien a partir de 2014, con la entrada en vigor del [Real Decreto 1048/2013](#), de 27 de diciembre, descendieron ligeramente, rompiéndose esta tendencia en el 2018, donde se volvió a observar un incremento. Analizado el periodo con más detalle se observa que, a partir de 2012, las pérdidas se estabilizaron en el rango entre el 8-9%, es decir, fueron prácticamente constantes. Es importante destacar que en 2018 las pérdidas en la red de distribución española fueron mayores que en 2010. Es decir, tras 5 años de aplicación del incentivo de pérdidas definido en citado [Real Decreto 1048/2013](#), no se recuperaron los valores de pérdidas anteriores al 2012. Esto supone, solo en 2018, unas pérdidas de 21,6 TWh, lo que considerando el precio medio del mercado diario en 2018 (57,3 €/MWh), supone 1.239 M€.

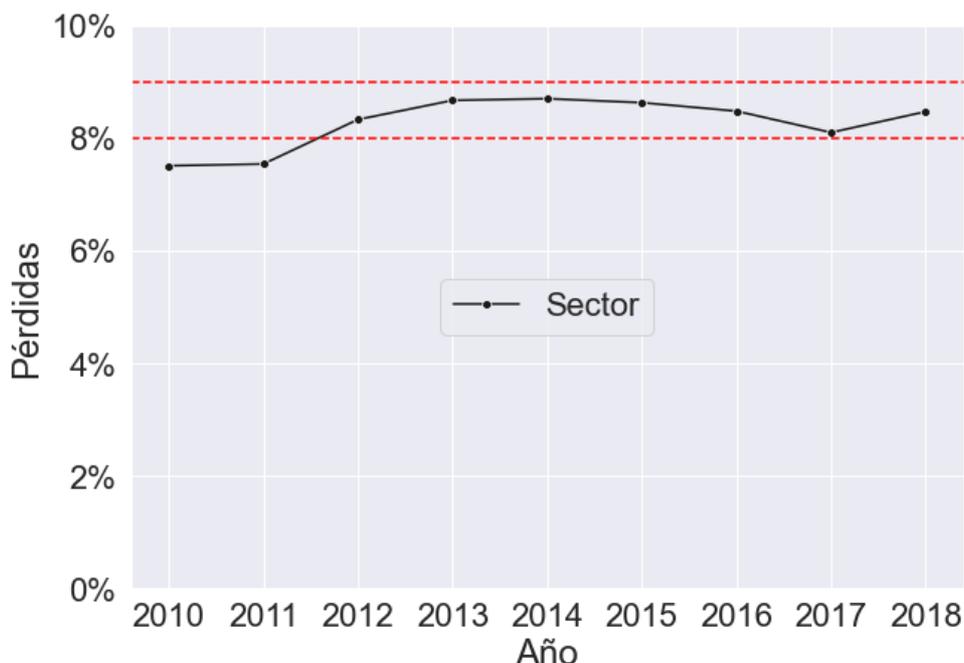


Figura 2. Evolución de las pérdidas en la red de distribución española

Esta tendencia contrasta con la observada en los países de nuestro entorno, donde, en los últimos años, se aprecia una clara disminución de las pérdidas en las redes de distribución, tal como se pone de manifiesto en el “[2nd CEER Report on Power Losses](#)”. En 8 años, España ha pasado de estar en la mediana a estar en el tercer cuartil, entre el 25% de países con mayores pérdidas, tal como se muestra en la Figura 3.

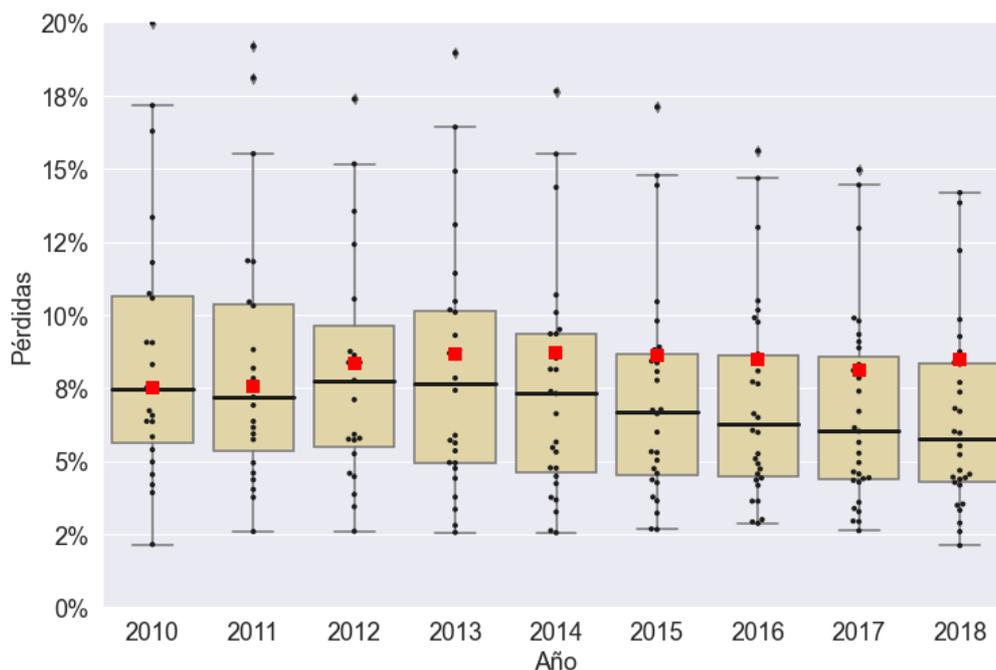


Figura 3. Evolución de las pérdidas en la red de distribución de los países pertenecientes a CEER (datos obtenidos del ‘2nd CEER Report on Power Losses’). Los datos de España aparecen resaltados en rojo.

A lo anterior hay que añadir el impacto que el incentivo a la reducción de pérdidas ha tenido sobre los costes del sistema, tal y como se puso de manifiesto en la memoria de la [Circular 6/2019](#). En concreto, si bien durante los dos primeros años de aplicación del mismo, el incentivo en términos globales tomaba valores negativos, suponiendo un ingreso para el sistema, a partir de la retribución de 2018, los importes de empresas que reciben incentivo son superiores a los de aquellas que deben pagar penalización, en la retribución de 2020 correspondiente al año 2018, el incentivo a la reducción de pérdidas supone 34,9 M€ (Figura 4). Todo ello supone un coste importante para los consumidores (el coste de la energía perdida más el coste del incentivo), sin que se haya logrado el objetivo de reducción de pérdidas perseguido con el incentivo.

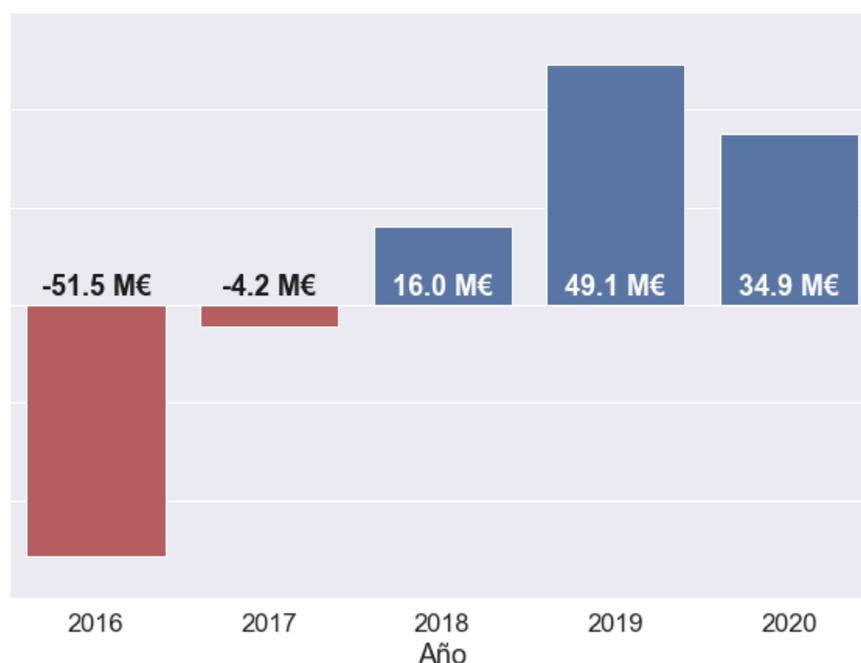


Figura 4. Evolución del incentivo a la reducción de pérdidas establecido en el Real Decreto 1048/2013

2.4 Impacto de la evolución de la red de distribución en el nivel de pérdidas

La red de distribución es un sistema dinámico en evolución constante, dado que la propia evolución de la red, los cambios en la topología, las mejoras e innovaciones introducidas y, en general, cualquier alteración, tienen influencia en el nivel de pérdidas.

Dos de las mayores transformaciones llevadas a cabo en los últimos años en la red de distribución en España tienen que ver con la digitalización de las redes y la penetración de la generación distribuida como consecuencia de la transición energética y la fuerte inclusión de las energías renovables en el *mix* nacional.

En este sentido, el proceso de digitalización, junto con la implantación masiva de los contadores inteligentes, conlleva un mayor control en la operación de las redes, pudiendo supervisar su estado prácticamente en tiempo real, incrementando la eficiencia y facilitando la detección de situaciones anómalas en la red. Todo ello favorece la reducción de las pérdidas, tanto técnicas como administrativas.

En cuanto a la generación distribuida, en los últimos años se ha ido incrementando su penetración en la red de distribución a través de pequeñas y medianas unidades de generación (aerogeneradores, placas fotovoltaicas, etc.) conectadas directamente en niveles de media, e incluso baja tensión. Cuando estas unidades están emplazadas cerca de la demanda, las pérdidas técnicas

disminuyen, puesto que se reduce la distancia a los puntos de consumo y el número de transformaciones de tensión. En caso contrario, entran en juego flujos inversos que pueden afectar a los balances. En general, los niveles de pérdidas se reducen para niveles de penetración de generación distribuida moderados, que sería el caso de España, mientras que, a partir de un determinado grado de penetración, pueden sufrir un incremento¹.

En conclusión, el proceso de digitalización y la inclusión moderada de generación distribuida favorecen la reducción de pérdidas en las redes de distribución. Este hecho puede explicar, al menos en parte, la disminución de los niveles de pérdidas observados en los últimos años a nivel europeo (Figura 3), apuntando a que la evolución observada en España (Figura 2) estaría más relacionada con el fraude que con las pérdidas técnicas.

2.5 Incentivo propuesto en el artículo 24 de la Circular 6/2019

Considerando todo lo expuesto en las secciones anteriores, es claro que el incentivo a la reducción de pérdidas establecido en el [Real Decreto 1048/2013](#) no estaba dando los resultados esperados. Con el objetivo de corregir esta situación, la CNMC estableció una nueva formulación al incentivo de pérdidas en el artículo 24 de la [Circular 6/2019](#), de 5 de diciembre, proponiendo un cambio de modelo, tal y como se detalla a continuación.

El nuevo incentivo se basa en la comparación de las pérdidas de cada empresa con las pérdidas estándares. Para ello, se obtiene la energía de pérdidas (E_{perd}) de cada empresa distribuidora (i) elevando a barras de central (mediante los coeficientes estándares de pérdidas C) tanto la energía medida en cada uno de los puntos frontera (pf), como la energía medida en contador de los consumidores conectados a su red ($cons$), teniendo en cuenta el periodo tarifario (p) del año (k) y el nivel de tensión (j), según la siguiente expresión:

$$E_{perd,p,n-2}^i = \sum_{pf,j} E_{pfGD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j+1,n-2}^p) + \sum_{pf,j} E_{pTD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p) - \sum_{cons,j} E_{cons,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p)$$

En base a dichas pérdidas (E_{perd}), se calcula para cada empresa distribuidora (i), el importe (I) en euros correspondiente a las mismas, valorándolas al precio del

¹ [Identifying energy efficiency improvements and saving potential in energy networks, including analysis of the value of the demand. DG Energy-European Commission \(2015\)](#)

mercado diario (*Precio*), teniendo en cuenta el periodo tarifario (*p*) y un coeficiente de adecuación del precio (CA_{n-2}^p):

$$I_{n-2}^i = \sum_{p,n-2} Precio_{n-2}^p \cdot CA_{n-2}^p \cdot Eperd_{p,n-2}^i$$

Para determinar el incentivo de cada empresa distribuidora, en primer lugar, se evalúa la situación de cada empresa respecto al sector:

- (1) Si $E_{perd_k}^i > 0$, la empresa debe abonar una penalización, por ser sus pérdidas superiores a las pérdidas estándares.
- (2) Si $E_{perd_k}^i < 0$, la empresa recibirá un incentivo, por ser sus pérdidas inferiores a las pérdidas estándares.

En segundo lugar, las penalizaciones o bonificaciones correspondientes se establecen en función del grado de mejora o empeoramiento de la situación de la empresa respecto al ejercicio precedente, tal como se ilustra en la Figura 5.

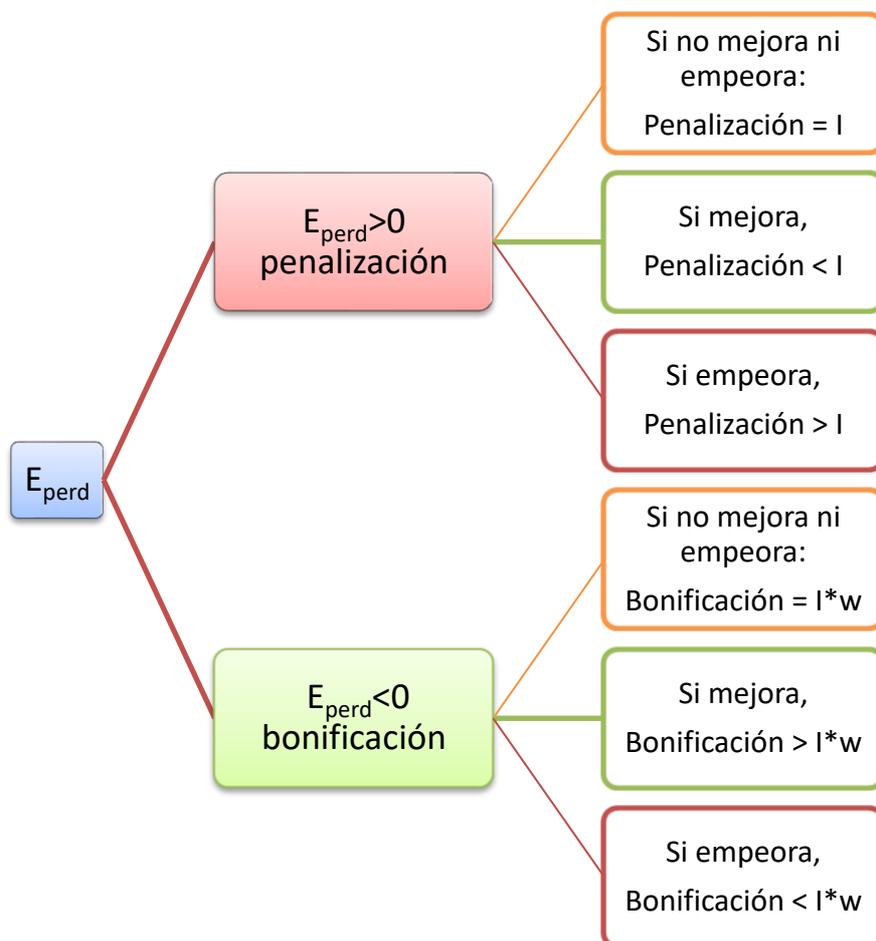


Figura 5. Metodología de cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas definida en la CIR06/2019

Adicionalmente, el incentivo se define neutro para el sistema, esto es, las bonificaciones se financian a través de las penalizaciones, introduciendo el coeficiente de reparto w .

Por último, se establecen unos valores de penalización y bonificación máximos (PMP_n^i y BMP_n^i) que deben ser fijados por la CNMC al inicio de cada periodo regulatorio, conforme se establece en la disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#), de 5 de diciembre.

2.6 Alegaciones de las empresas distribuidoras a la Circular 6/2019

De manera general, las empresas distribuidoras alegaron que la metodología de cálculo de los incentivos introduce gran complejidad, incertidumbre y arbitrariedad, así como falta de predictibilidad y gestionabilidad. En este sentido, ya se puso de manifiesto que la inclusión de un ajuste adicional en el incentivo a

la reducción de pérdidas, como también proponían las empresas distribuidoras añadiría aún más complejidad al cálculo.

Las empresas manifestaron que el incentivo no corrige el sesgo introducido en favor de los mercados concentrados y las empresas con suficiente diversificación geográfica, indicando que deberían introducirse parámetros de dispersión geográfica y zonal, así como caracterización del tipo de mercado, objeto del presente estudio.

La mayor parte de las empresas distribuidoras expresaron que la intensidad del incentivo les parecía excesiva, si bien algunas empresas se posicionaron en sentido contrario, alegando que la propuesta era poco incentivadora, no transmitiendo a las distribuidoras las señales adecuadas para estimular las acciones que necesariamente deben llevarse a cabo para reducir las pérdidas en la red de distribución.

A este respecto, cabe señalar que es posible modular la intensidad del incentivo a la reducción de pérdidas a través del coeficiente de adecuación del precio (CA_{n-2}^p) y los límites máximos establecidos para las bonificaciones y penalizaciones (PMP_n^i y BMP_n^i), que deben ser fijados por la CNMC al inicio de cada periodo regulatorio. Por último, es necesario destacar que las distribuidoras consideraron mayoritariamente que el incremento de las pérdidas medidas en la red de distribución, observado en los últimos años, sólo se explica desde la perspectiva del aumento del fraude, lo que no se corregiría con la inclusión de un ajuste zonal, enfocado a caracterizar las pérdidas técnicas, no administrativas.

2.7 Informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre la Circular 6/2019

[El Real Decreto-Ley 1/2019](#), de 11 de enero, establece que la CNMC deberá remitir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con carácter previo a su aprobación, las circulares de carácter normativo junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. El ministerio a su vez podrá emitir, en el plazo de un mes desde la remisión de las referidas circulares, un informe valorando la adecuación de las circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética, previamente adoptadas.

En aplicación de dicho procedimiento, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico remitió a la CNMC, el 20 de julio de 2019, el informe sobre la propuesta de la [Circular 6/2019](#), de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. En dicho informe, en sus consideraciones particulares sobre el articulado, en lo relativo al incentivo de pérdidas se expone:

“En la metodología de la Circular se propone un incentivo que compara la evolución de las pérdidas de cada una de las empresas distribuidoras con las pérdidas medias del sector.

Desde un plano técnico, las pérdidas que una empresa sufre en sus redes dependen en gran medida de la zona en que se desarrolle su distribución. Así, en los casos más extremos, las zonas de distribución muy dispersas o de una elevadísima densidad de carga serán las que más pérdidas experimenten. Por este motivo, se considera que un incentivo que simplemente compara las pérdidas de una empresa con la medida sectorial nacional no responde a la realidad de la mayoría de las empresas, sino solo a la de aquellas en las que la tipología de su mercado se adecue a la media nacional, lo cual en términos generales solo sucederá con las grandes empresas del sector que tengan una suficiente diversificación geográfica.

Como consecuencia de lo anterior se recomienda la reformulación del incentivo, de tal forma que se incentive a las empresas a un proceso de mejora continua, respetando la realidad de las zonas en que realiza su actividad”

Respecto a esta consideración particular, en primer lugar, cabe señalar que, si bien es cierto que el incentivo propuesto en el artículo 24 de la [Circular 6/2019](#) se basa en la comparación de cada empresa distribuidora con la media del sector, también incluye una corrección al mismo, que puede aumentar o disminuir tanto la bonificación como la penalización, basada en la evolución de las pérdidas de la propia empresa distribuidora respecto a la media de los ejercicios precedentes (Figura 5).

Adicionalmente, cabe destacar que, al objeto de analizar la consideración puesta de manifiesto por el citado Ministerio, en relación con la caracterización de aquellas empresas cuya tipología de mercado no se adecúe a la media nacional, se ha analizado de forma exhaustiva en el presente informe, diferenciando entre distintas tipologías de empresas, tanto en base al número de clientes como a su caracterización geográfica.

3 DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

Con fecha 27 de julio de 2021, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7.1.g) y el artículo 7.1bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la “*Propuesta de Resolución por la que se establece el ajuste al incentivo a la reducción de pérdidas previsto en la disposición adicional octava de la Circular 6/2019*” y su memoria, se enviaron al Consejo Consultivo de Electricidad, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas. Adicionalmente, en la misma fecha, se abrió el trámite de consulta pública mediante la publicación tanto de la Propuesta como de la memoria en la página web de la CNMC.

Una vez concluido el plazo, se han recibido comentarios de los siguientes agentes: **[INICIO NO PUBLICABLE]**

[FIN NO PUBLICABLE]

En el apartado siguiente se resumen las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de audiencia y consulta pública, y se realiza una valoración de las mismas.

4 VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS

4.1 Sobre plazos de aplicación

Entre las alegaciones recibidas varios agentes han solicitado que el primer año de aplicación del incentivo de pérdidas se lleve a cabo en el ejercicio retributivo 2023 o 2024 (dependiendo del agente), así como un periodo transitorio de adaptación. Al respecto, se pone de manifiesto que el plazo de aplicación viene fijado por el mandato establecido en la disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#), de 5 de diciembre, que ya preveía un periodo transitorio de dos años en la aplicación del incentivo, por lo que esta Comisión estima que no es posible retrasar la aplicación del incentivo de pérdidas más allá del ejercicio retributivo 2022.

4.2 Sobre la metodología establecida en la Circular 6/2019

Ciertos agentes arguyen que la metodología propuesta en la [Circular 6/2019](#) es incorrecta. En concreto, determinadas distribuidoras ponen en duda la idoneidad de emplear los coeficientes estándares de pérdidas definidos en la [Circular 3/2020](#) en la formulación del incentivo establecido en la [Circular 6/2019](#). En particular, señalan que la [Circular 3/2020](#) asume que la generación es independiente del nivel de tensión al que se conecte y que no es necesario elevar la energía correspondiente a barras de central. A este particular, es preciso indicar que la metodología establecida en la [Circular 6/2019](#) pretende aproximarse a la situación real actual, considerando el impacto de la generación distribuida, el autoconsumo, la agregación de consumos, etc., utilizando los coeficientes estándares de pérdidas disponibles.

A este respecto, cabe señalar que la propia [Circular 3/2020](#) incluye en su disposición adicional primera la posibilidad de revisar la metodología empleada para la obtención de dichos coeficientes. Si los mismos fueran actualizados serían directamente trasladados al cálculo del incentivo de pérdidas establecido en [Circular 6/2019](#), tal y como se prevé en la misma.

Es necesario poner de manifiesto que, durante el procedimiento de tramitación de la [Circular 6/2019](#), se realizó una evaluación exhaustiva de todas las alegaciones recibidas referentes a la metodología establecida para el incentivo de pérdidas. Como consecuencia del proceso de revisión, la metodología

finalmente aprobada en 2019 incluyó modificaciones propuestas por las distribuidoras en su momento.

A este respecto, durante dicha evaluación, se comprobó que la no aplicación de los coeficientes a las entradas de generación, como si estuvieran directamente en barras de central, tiene un doble efecto. Por una parte, beneficia sin justificación a las empresas distribuidoras con generación conectada en sus redes, frente a las empresas distribuidoras con entradas de otro tipo, como puede ser una frontera con otra empresa distribuidora. Por otra parte, no permite una correcta valoración de las pérdidas estándares. Por todo ello, se decidió aplicar, a las fronteras a un nivel de tensión diferente del de transporte, el coeficiente del nivel $j+1$, con objeto de reflejar que sí existen unas pérdidas por la energía circulada dentro de un mismo nivel de tensión.

Tras efectuar los cálculos introduciendo las distintas aproximaciones propuestas por las empresas distribuidoras, se seleccionó el modelo que mejor reflejaba las pérdidas estándares (balance energético más cercano a cero).

Una vez evaluadas las alegaciones recibidas, no se considera necesario modificar la metodología establecida en la [Circular 6/2019](#), siendo, en cualquier caso, una cuestión ajena al objeto de la presente resolución.

4.3 Sobre el balance $E_{perd_{p,n-2}}^i$

Algunos agentes estiman que la aplicación del modelo del incentivo de pérdidas a todo el sector debe resultar en un valor $E_{perd_{p,n-2}}^i$ igual a cero. A este particular, es necesario señalar, que, aunque idealmente, esta afirmación es correcta, en la práctica debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- (1) Los coeficientes estándares de pérdidas aprobados se corresponden con el promedio de los coeficientes obtenidos para los ejercicios 2017 y 2018, por lo que se trata de un valor fijo obtenido en un momento concreto, mientras que el incentivo de pérdidas debe aplicarse cada año. La aplicación de estos coeficientes estándares aplicados a cualquier otro ejercicio distinto al promedio de 2017 y 2018, dará como resultado lógicamente un balance de pérdidas distinto de cero, sin que, por eso, deban considerarse erróneos dichos coeficientes.
- (2) Todas las medidas conllevan de manera inevitable un error asociado. Este error es mayor en las medidas anteriores a la finalización de la implantación de los contadores inteligentes, la cual tuvo lugar el 31 de diciembre de 2018, por lo que los datos empleados anteriores a dicha fecha conllevan aproximaciones adicionales (estimaciones, perfilados, etc.).

- (3) El cálculo realizado para la obtención de los coeficientes estándares de pérdidas incluye una serie de aproximaciones², necesarias, en cualquier caso, con el consiguiente error asociado.

Como consecuencia de todo lo anterior, es claro, que, en la práctica, el valor de $E_{perd_{p,n-2}}^i$ resultante al aplicar la metodología no será igual a cero.

4.4 Sobre las zonas de distribución

Algunas de las alegaciones recibidas consideran que la utilización de las zonas de calidad definidas en el [Real Decreto 1955/2000](#) no es adecuada. Esta Comisión entiende que las zonas definidas en el mencionado Real Decreto tienen en cuenta, en términos relativos a la ubicación de cliente, las principales características asociadas a las pérdidas técnicas (tensión y longitud promedio de las líneas, capacidad de los trafos, cargas, etc.).

Por otro lado, en relación con la alegación de uno de los agentes referente a que la definición de zona de distribución empleada contraviene el artículo 39 del [Real Decreto 1955/2000](#), y que debería limitarse al perímetro correspondiente a las redes propias de cada distribuidora de manera aislada, esta Comisión entiende que el hecho de establecer un coeficiente CZ individual para cada una de las empresas distribuidoras a partir de sus características propias conlleva intrínsecamente la consideración del '*conjunto de instalaciones de distribución pertenecientes a una misma empresa*'.

4.5 Sobre los datos de pérdidas utilizados

Varios agentes han puesto de manifiesto que en el estudio realizado se emplean los datos de pérdidas medidas, que incluyen ambas, pérdidas técnicas y administrativas. A este respecto, cabe destacar que esta Comisión ha utilizado las medidas facilitadas anualmente por REE, en calidad de Operador del Sistema, para el cálculo del incentivo de pérdidas.

Cabe destacar que, en la práctica, no es posible aislar las pérdidas técnicas en las medidas realizadas, y que resulta inviable la caracterización de las pérdidas técnicas de manera individual para cada una de las 333 distribuidoras. No obstante, esta Comisión es consciente de dicha situación, como se detalla a lo largo de la presente memoria, lo que ha sido tenido en cuenta en la determinación de los parámetros PMP_n^i , BMP_n^i y CA_{n-2}^p .

² detalladas en la sección 7.5 de la [Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad](#).

4.6 Sobre el tratamiento del fraude

Algunos agentes alegan que la metodología para el incentivo de pérdidas propuesta en esta Resolución no incluye tratamiento alguno para el fraude. A este particular, cabe destacar que el mandato contenido en la disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#) especifica: “*El ajuste al incentivo previsto en el artículo 24.2, al objeto de considerar las características técnicas de la red propias de una zona de distribución*”. Por tanto, el tratamiento del fraude no es objeto de esta Resolución.

Es necesario destacar que la implantación masiva de los contadores inteligentes y el tratamiento de dicha información, debería suponer una mejora en la detección de situaciones anómalas en la red. Considerando que el coste de la implantación ha sido mayoritariamente soportado por los consumidores, este debería verse reflejado en una reducción de las pérdidas, cuyo coste final también es soportado por los consumidores. Adicionalmente, la nueva circular informativa, contempla específicamente el reconocimiento como inversiones en digitalización de las herramientas de analítica de datos destinadas a la detección del fraude. Se pretende así dotar a las empresas distribuidoras de los medios necesarios para la detección, y por tanto reducción, de las pérdidas no técnicas.

En cualquier caso, para casos excepcionales y debidamente justificados, de cara a la revisión de la metodología retributiva a aplicar en el próximo periodo regulatorio, podría valorarse la posibilidad de excluir, a efectos del cálculo del incentivo de pérdidas, la energía perdida correspondiente a las bolsas de fraude detectadas históricamente y asociadas a situaciones particularmente conflictivas y complejas de erradicar.

Adicionalmente, algunos agentes alegan la falta de disposición de normativa para poder actuar sobre el fraude. A este respecto, cabe señalar que, sin perjuicio de que esta Comisión considera que sería recomendable que la metodología establecida en la [Circular 6/2019](#) para el tratamiento de las pérdidas en la red de distribución fuera acompañada de otras medidas normativas dirigidas a reducir el fraude, tal como ha reiterado en ocasiones anteriores, tal como se detalla en la presente memoria, en la actualidad ya existe una regulación que ha permitido hasta ahora a las empresas actuar ante estas situaciones efectuando numerosas detecciones a este respecto.

Al respecto de lo anterior, es preciso señalar que las diferencias detectadas en las pérdidas medidas entre empresas distribuidoras podría deberse al hecho diferencial del esfuerzo en la detección del fraude, el tipo de actuaciones y la contundencia de cada empresa en la lucha para reducir el mismo.

4.7 Sobre los coeficientes de corrección zonal K_z

Una de las distribuidoras ha puesto de manifiesto la necesidad de ajustar unos de los parámetros en el cálculo de los coeficientes de corrección asignados a

cada una de la de las zonas, K_z , presentados en la *Tabla 10. Coeficientes de corrección zonales*. Se considera adecuada esta propuesta por lo que se ha incluido en el redactado final de la Circular, si bien su impacto en el resultado final es reducido.

Algunos agentes argumentan que los coeficientes de corrección K_z , calculados a partir de los datos correspondientes a empresas que distribuyen en una sola zona de distribución, no son representativos para las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes. A este respecto, cabe considerar que, individualmente, las distribuidoras de menos de 100.000 clientes tienden a tener pérdidas mayores que las grandes distribuidoras (Figura 12), la aplicación de estos coeficientes a las grandes distribuidoras es, en todo caso, conservadora, ya que se aplica una corrección mayor. Además, debe destacarse que las grandes distribuidoras tienen la mayoría de los clientes en zona urbana (Tabla 7), zona de referencia a la que no se aplica corrección alguna.

4.8 Sobre la información empleada para calcular los coeficientes CZ

Ciertas distribuidoras han estimado oportuno emplear el trámite de audiencia pública de esta Resolución para poner de manifiesto que los datos recogidos en el Formulario 1 de la [Circular 4/2015](#), empleados para calcular el coeficiente CZ de cada empresa distribuidora, no son correctos. A este respecto, es necesario señalar que las empresas distribuidoras son responsables de la veracidad de los datos declarados, habiéndose limitado esta Comisión a utilizar la información aportada por las mismas (previamente auditada o presentada bajo declaración responsable). Nótese que cualquier modificación/corrección de la información declarada en cumplimiento de lo establecido en la [Circular 4/2015](#) debe realizarse siguiendo los trámites habilitados a tal fin.

4.9 Sobre la actualización anual de los coeficientes CZ

Ciertos agentes proponen la revisión anual de los coeficientes CZ. A este respecto, cabe señalar que, tras verificar la evolución del número de clientes declarados en las distintas zonas en el Formulario 1 en los últimos años, se ha comprobado que las variaciones son menores y, por tanto, los coeficientes CZ apenas se verían modificados. Por ello, los coeficientes CZ se considerarán constantes durante todo el periodo regulatorio, si bien se revisarán al inicio de cada nuevo periodo regulatorio.

4.10 Sobre la inclusión de la corrección en la formulación

La mayoría de los agentes que han presentado alegaciones han indicado que, según su criterio, el coeficiente CZ introducido en el cálculo de $E_{perd_{p,n-2}}^i$ con el objetivo de efectuar la corrección zonal solo debería aplicarse a los consumos, $E_{cons,n-2,j}^{p,i}$. Algunos agentes estiman además que la corrección debería aplicarse únicamente a los clientes conectados en baja y media tensión ($U < 36 \text{ kV}$). En

este sentido, tras realizar los análisis pertinentes, esta Comisión ha decidido aceptar la alegación mayoritaria de los agentes, por lo que el coeficiente CZ introducido en el cálculo de $E_{perd_{p,n-2}}^i$ se aplicará exclusivamente al término correspondiente a los consumos, y solamente para aquellos suministros con tensión inferior a 36 kV. De esta manera, el coeficiente zonal tendrá el efecto pretendido, dado que, al aplicarse únicamente a los consumos, la mayoría conectados en baja y media tensión, se compensarán las pérdidas técnicas derivadas de la dispersión de dichos clientes.

4.11 Sobre el establecimiento de los valores de PMP_n^i , BMP_n^i y CA_{n-2}^p

Respecto a los límites de penalización y bonificación máximas, PMP_n^i y BMP_n^i , el rango propuesto por los distintos agentes durante el proceso de audiencia pública varía entre el $\pm 1\%R_n^i$ y el $\pm 6\%R_n^i$.

Tras la evaluación pertinente, esta Comisión estima oportuno no introducir variaciones bruscas en la intensidad del incentivo, por lo que se mantiene inicialmente, para el año 2022, el límite de la penalización establecida en el [Real Decreto 1048/2013](#), $-2\%R_n^i$. Sin embargo, es necesario poner de manifiesto que, aunque se aplicara la penalización máxima a todas las empresas, la cantidad total recaudada sería muy inferior al coste real de la energía perdida, tal como se desprende de la siguiente tabla:

Retribución estimada año 2020	Penalización máxima (2%) año 2020	Energía perdida medida año 2018	Valoración energía perdida año 2018 (57,3 €/MWh)	Ratio penalización/coste energía perdida
5.185 M€	104 M€	21.618.354 MWh	1.239 M€	8%

Por tanto, con el objetivo de enviar las señales adecuadas a las empresas distribuidoras, el límite máximo de penalización se incrementará progresivamente hasta alcanzar un valor de $-4\%R_n^i$ al final del periodo regulatorio.

Considerando que el incentivo es neutro para el sistema, el límite máximo de bonificación se establece simétrico al porcentaje de penalización máxima.

Respecto al coeficiente de adecuación del precio del periodo tarifario p , CA_{n-2}^p , el rango planteado por los distintos agentes varía entre el 1% y el 100%. Tras realizar una evaluación detallada de las propuestas recibidas, es preciso poner de manifiesto las siguientes consideraciones:

- (1) La imposibilidad de aislar las pérdidas técnicas en las medidas realizadas, como se ha señalado anteriormente.
- (2) Los errores intrínsecos asociados tanto a los datos utilizados (medidas) como a los cálculos efectuados (aproximaciones consideradas).

(3) El carácter excepcional del año 2020 debido a la situación de pandemia sobrevenida.

Con base en lo anterior, esta Comisión considera adecuado fijar un valor para el coeficiente CA_{n-2}^p del 30% para el año 2022. Sin embargo, con el propósito de enviar las señales adecuadas, este valor se incrementará gradualmente hasta alcanzar el 75% en el ejercicio retributivo 2025

Por último, cabe destacar, que la propia [Circular 6/2019](#) establece la revisión de los valores asignados a CA_{n-2}^p , PMP_n^i y BMP_n^i al inicio de cada periodo regulatorio, garantizando así poder adecuar la intensidad del incentivo a la situación y condiciones vigentes en cada momento.

5 ZONAS DE DISTRIBUCIÓN

El ajuste al que hace referencia la disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#) debe considerar “*las características técnicas de la red propias de una zona de distribución*”, es decir, debe tener en cuenta las diferencias en las pérdidas técnicas debidas a las particularidades específicas de cada zona de distribución.

Al respecto, cabe señalar que el mayor porcentaje de las pérdidas técnicas en las redes de distribución se debe a las pérdidas en las líneas (tensión, sección del conductor, longitud), seguida de las pérdidas en los transformadores (capacidad, carga, factor de potencia) y de otros factores, como los balances y los patrones de consumo. Adicionalmente, existen otros elementos que pueden influir, como el efecto de la temperatura, la frecuencia, el efecto piel, etc. (Figura 6).

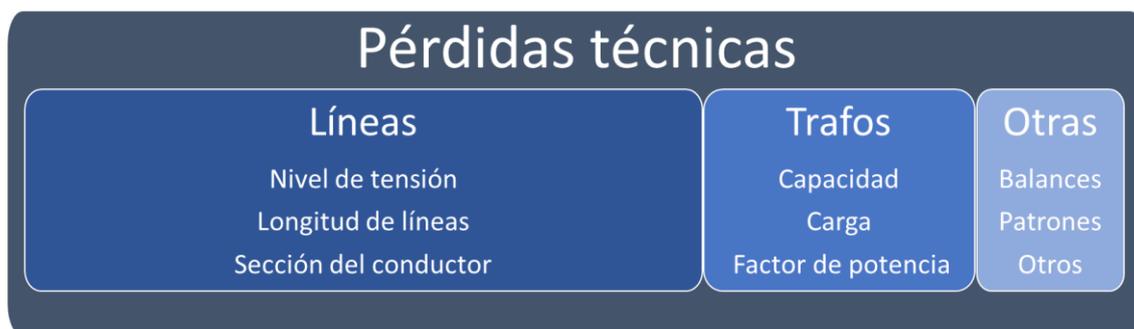


Figura 6. Pérdidas técnicas en la red de distribución

Es necesario, por tanto, establecer la definición de las diferentes zonas de distribución teniendo en cuenta la caracterización de las pérdidas técnicas.

Así, a los efectos del presente estudio, las zonas de distribución se han definido considerando los criterios establecidos en el artículo 99 del [Real Decreto 1955/2000](#) relativos a las zonas de calidad:

- (1) Zona urbana (U): conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.
- (2) Zona semiurbana (SU): conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
- (3) Zona rural concentrada (RC): conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
- (4) Zona rural dispersa (RD) conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

Las zonas así definidas se adaptan a la caracterización de las pérdidas técnicas, ya que, en términos relativos a la ubicación de cliente, se tienen en cuenta las características de las líneas (tensión y longitud promedio) y de los transformadores (capacidad de los trafos), así como los balances y los patrones de consumo (cargas).

Esta zonificación tiene la ventaja de estar claramente establecida y de ser de aplicación común en el sector, y, por tanto, ampliamente conocida. Asimismo, la CNMC tiene acceso a los datos relativos a la zona de calidad, ya que, en el marco de la información remitida para dar cumplimiento a la [Circular 4/2015](#), las empresas distribuidoras declaran esta información.

Adicionalmente, cabe destacar que para establecer el ajuste zonal aplicable a cada empresa distribuidora se han tenido en cuenta las características particulares de cada una de ellas en cuanto a la distribución de sus puntos de suministros en las zonas señaladas, tal y como se detalla a lo largo de la presente memoria.

6 DATOS DISPONIBLES

Para la realización de este trabajo se han incluido los datos para los últimos tres años disponibles: 2016, 2017, 2018 (Anexo I). No se han considerado años anteriores, debido a la insuficiente calidad de los datos.

6.1 Datos relativos a las pérdidas

Los datos disponibles relativos a las pérdidas en la red de distribución son aquellos facilitados anualmente por REE, en su calidad de Operador del Sistema, con el objeto de realizar el cálculo del incentivo de pérdidas incluido en la retribución anual de cada distribuidora.

Las medidas de pérdidas proporcionadas por REE (en kWh) están desagregadas por distribuidora, periodos horarios y nivel de tensión. Sin embargo, no se

especifica la zona de distribución, por tanto, no se dispone de las pérdidas en función de la zona de distribución.

6.2 Datos relativos a la zona de distribución

Los datos relativos a la zona de distribución de los que dispone la CNMC son aquellos facilitados por cada distribuidora para dar cumplimiento a los requerimientos de la [Circular 4/2015](#).

En el Formulario 1 de dicha circular, las distribuidoras declaran para cada punto de suministro, además de otros campos de interés, el CUPS y la zona de distribución (U, SU, RC, RD), clasificada conforme al artículo 99 del [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, en función del número de suministros conectados a sus redes en cada municipio. Estos datos permiten, por tanto, relacionar cada punto de suministro con el tipo de zona de distribución en la que se encuentra.

6.3 Validación de datos

Durante el proceso de validación de los datos relativos a las pérdidas proporcionados por REE se han identificado 40 valores inconsistentes (pérdidas negativas o iguales al 100%) correspondientes a 28 distribuidoras. La lista de dichas distribuidoras se proporciona en la Tabla 1.

Tabla 1. Listado de empresas distribuidoras con pérdidas negativas o del 100%

R1	Provincia mayoritaria de distribución ¹	Pérdidas (%)			Observaciones
		2016	2017	2018	
R1-023	Cuenca/Guadalajara			-1,76%	Pérdidas negativas
R1-128	Valencia		-2,10%		Pérdidas negativas
R1-139	Sevilla		-8,26%		Pérdidas negativas
R1-147	Navarra	-13,29%	-48,26%	-26,47%	Pérdidas negativas
R1-152	Valencia		-23,45%	-13,84%	Pérdidas negativas
R1-162	Alicante	-2,33%			Pérdidas negativas
R1-169	Ávila		-1,79%	-3,60%	Pérdidas negativas
R1-179	Teruel	-0,50%			Pérdidas negativas
R1-183	Alicante		-12,44%		Pérdidas negativas
R1-185	León		-7,12%	-5,61%	Pérdidas negativas
R1-199	Badajoz	-4,69%			Pérdidas negativas
R1-202	Lleida	-26,54%	-9,10%		Pérdidas negativas
R1-205	Girona			-7,77%	Pérdidas negativas
R1-224	Lleida		-8,06%		Pérdidas negativas
R1-281	Huesca			-6,09%	Pérdidas negativas
R1-287	Albacete	-28,97%	-23,72%	-101,69%	Pérdidas negativas
R1-289	Huesca			-38,14%	Pérdidas negativas
R1-296	Lleida			-2,29%	Pérdidas negativas
R1-297	Navarra		-30,91%	-1,86%	Pérdidas negativas
R1-313	Gipuzkoa		-1,84%		Pérdidas negativas

R1	Provincia mayoritaria de distribución ¹	Pérdidas (%)			Observaciones
		2016	2017	2018	
R1-339	Navarra	NA	NA	NA	Datos no disponibles
R1-343	Huesca			-6,74%	Pérdidas negativas
R1-344	Huesca	-5,01%			Pérdidas negativas
R1-352	Castellón		-10,33%	-18,38%	Pérdidas negativas
R1-359	Ourense		-0,10%		Pérdidas negativas
R1-279	Lleida			100,00%	Pérdidas del 100%
R1-356	Castellón	100,00%			Pérdidas del 100%
R1-361	Huesca	100,00%			Pérdidas del 100%

¹ Obtenida considerando el número de clientes de la distribuidora en cada provincia

La localización geográfica de las distribuidoras con datos inconsistentes se presenta en la Figura 7.

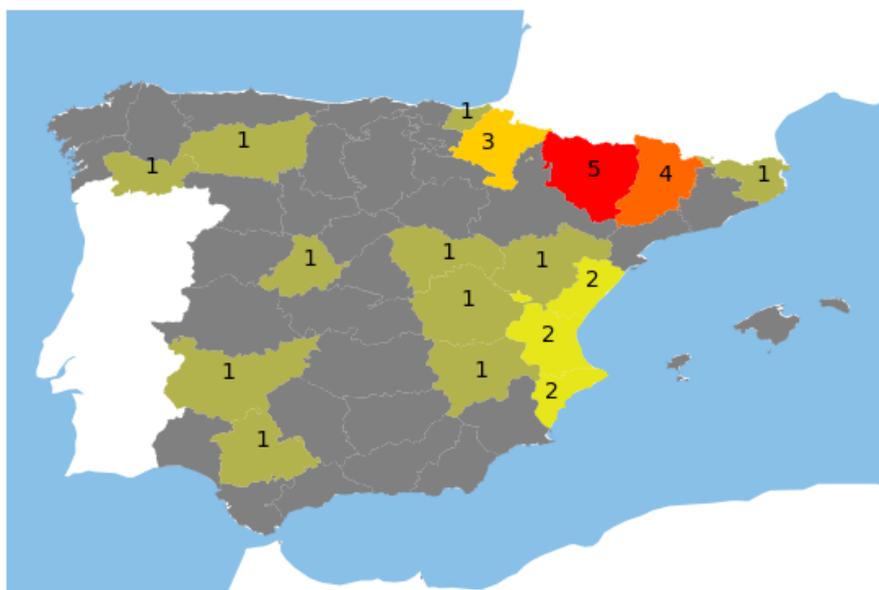


Figura 7. Localización geográfica de las empresas distribuidoras con datos de pérdidas incoherentes. Los números indican el número de distribuidoras en cada provincia que tienen datos inconsistentes.

Así mismo, en el proceso de validación de los datos relativos a las zonas de distribución obtenidos de la [Circular 4/2015](#), se han detectado 83 valores correspondientes a 28 distribuidoras que presentan incoherencias relativas al número total de puntos activos de suministro o a la distribución de los mismos en las diferentes zonas de distribución (Anexo I).

7 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN EL SECTOR

7.1 Balances individuales

Para la realización de este análisis se han considerado las medidas de pérdidas proporcionadas por REE, en su calidad de Operador del Sistema, para las distintas distribuidoras, esto es, el balance entre los puntos frontera y los consumos para cada una de las distribuidoras de manera individual (en kWh). No se han tenido en cuenta las distribuidoras con incoherencias en las medidas de pérdidas, tal y como se ha señalado anteriormente (Tabla 1).

El resumen de los principales valores obtenidos se presenta en la Tabla 2. Las pérdidas medias anuales de las distribuidoras españolas en los últimos tres años se sitúan entre el 9,6% y el 10%, mientras que las medianas (Q_2) son ligeramente inferiores.

Tabla 2. Resumen de los principales valores relativos a las pérdidas medidas en los años 2016, 2017 y 2018.

	2016	2017	2018
N.º Empresas consideradas	305	309	316
Media	9,89%	10,00%	9,60%
Desviación Estándar	5,17%	6,54%	5,71%
Mínimo	0,19%	0,60%	0,01%
Q₁	6,30%	6,37%	5,93%
Q₂	9,37%	8,72%	8,59%
Q₃	12,29%	12,38%	11,74%
Máximo	43,10%	74,42%	54,63%
IQR [Q₃-Q₁]	5,99%	6,01%	5,81%
Límite superior atípicos [Q₃+1.5 IQR]	21,28%	21,39%	20,45%
Límite inferior atípicos [Q₁-1.5 IQR]	-2,69%	-2,65%	-2,78%
N.º de distribuidoras con valores superiores al límite superior atípicos	12	15	13
% de distribuidoras con valores superiores al límite superior atípicos	3,93%	4,85%	4,11%
N.º de distribuidoras con valores inferiores al límite inferior atípicos	0	0	0
% de distribuidoras con valores inferiores al límite inferior atípicos	0%	0%	0%

La Figura 8 muestra las distribuciones de las pérdidas para los años 2016, 2017 y 2018, teniendo en cuenta todas las empresas distribuidoras consideradas. Las distribuciones son esencialmente simétricas, si bien, hay 23 empresas que presentan pérdidas anormalmente elevadas (Tabla 3) (por encima del límite superior para valores atípicos $Q_3 + 1.5 \cdot IQR$). Los clientes de estas distribuidoras representan aproximadamente el 0.2% de los suministros activos en España.

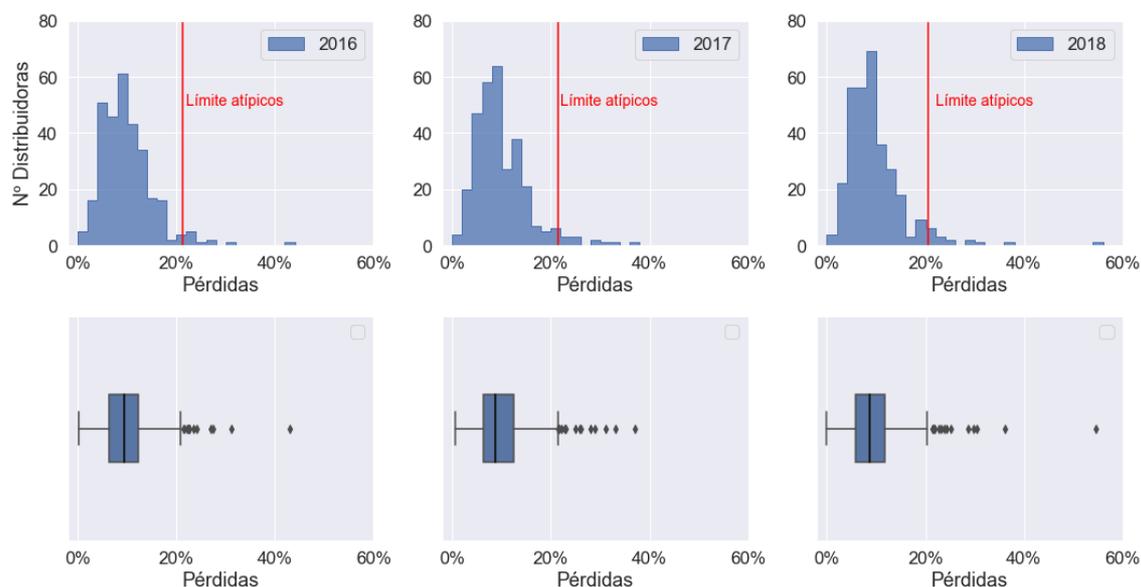


Figura 8. Distribución de las pérdidas considerando las distintas empresas distribuidoras

Tabla 3. Empresas distribuidoras con valores de pérdidas anormalmente elevados (por encima del límite superior para valores atípicos $Q_3 + 1.5 \cdot IQR$)

R1	Provincia mayoritaria de distribución ¹	Pérdidas		
		2016	2017	2018
R1-019	Tarragona	22,6%		
R1-046	Huelva/Sevilla	43,1%		
R1-057	Cádiz	22,6%	23,1%	22,8%
R1-073	Pontevedra	24,0%		
R1-093	Bizkaia		37,0%	36,2%
R1-112	Málaga	27,5%	26,0%	23,8%
R1-119	Alicante/Murcia		21,4%	
R1-125	Huesca		22,2%	25,1%
R1-133	Guadalajara	21,5%		23,1%
R1-135	Ávila/Salamanca		25,9%	24,3%
R1-149	León		22,7%	21,9%
R1-158	Valencia	27,0%	28,8%	29,8%
R1-167	Córdoba	31,1%	28,1%	28,6%
R1-260	Ávila		31,1%	
R1-271	Alicante	22,4%		
R1-272	Cádiz	21,4%	21,5%	
R1-304	Lleida	23,5%		
R1-335	Valencia		33,2%	21,3%
R1-337	Lleida			54,6%

R1	Provincia mayoritaria de distribución ¹	Pérdidas		
		2016	2017	2018
R1-356	Castellón			30,4%
R1-358	Valencia	22,1%	21,8%	
R1-360	Tarragona		24,9%	21,7%
R1-361	Huesca		74,4%	

¹ Obtenida considerando el número de clientes de la distribuidora en cada provincia

Al analizar la localización geográfica de las distribuidoras con valores anormalmente elevados de pérdidas se aprecia que la mayoría están situadas en las mismas regiones que las distribuidoras que presentan pérdidas negativas (Figura 9), lo que podría indicar la existencia de un efecto de compensación entre las distribuidoras con pérdidas negativas y aquellas con pérdidas anormalmente elevadas, posiblemente, debido a errores y/o imprecisiones en las medidas realizadas en los correspondientes puntos frontera, o bien en las medidas de los consumos remitidas al Operador del Sistema.

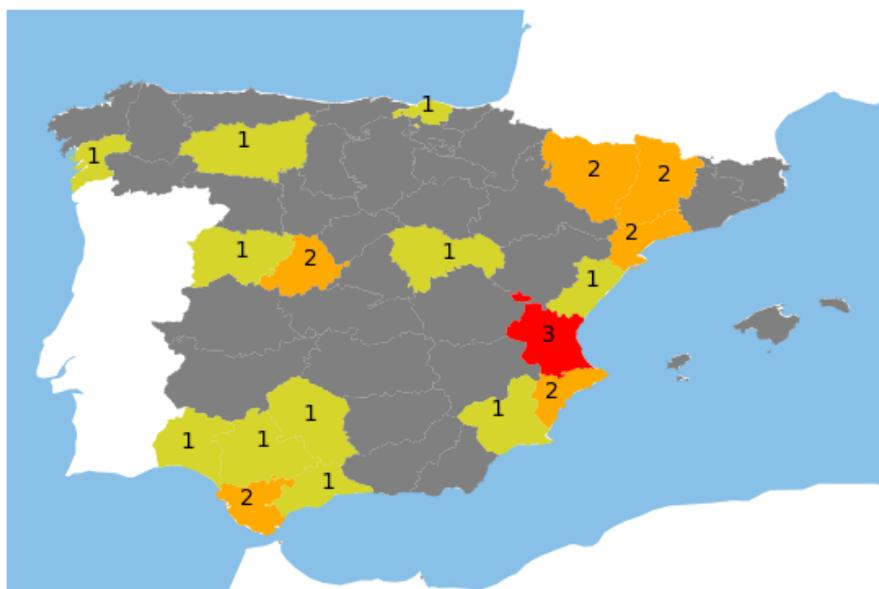


Figura 9. Localización geográfica de las empresas distribuidoras con pérdidas anormalmente elevadas. Los números indican el número de distribuidoras en cada provincia.

Las empresas que presentan valores anormalmente altos de pérdidas no han sido tenidas en cuenta en los sucesivos análisis.

7.2 Balances globales

Para la realización de este análisis se han considerado los datos relativos a las pérdidas globales, esto es, el balance entre los puntos frontera y los consumos (en kWh), proporcionados por REE, en su calidad de Operador del Sistema, con las siguientes hipótesis:

- (1) Considerando todo el sector en su conjunto
- (2) Considerando únicamente las distribuidoras de más de 100.000 clientes
- (3) Considerando únicamente las distribuidoras de menos de 100.000 clientes

No han sido tenidas en cuenta las empresas distribuidoras que no han superado el proceso de validación o que presentan valores anormalmente elevados de pérdidas.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 10. Las distribuidoras de más 100.000 clientes, con un 96% de los clientes totales, condicionan el valor de las pérdidas globales del sector, mientras que las distribuidoras de menos 100.000 clientes presentan, en su conjunto, pérdidas ligeramente inferiores.

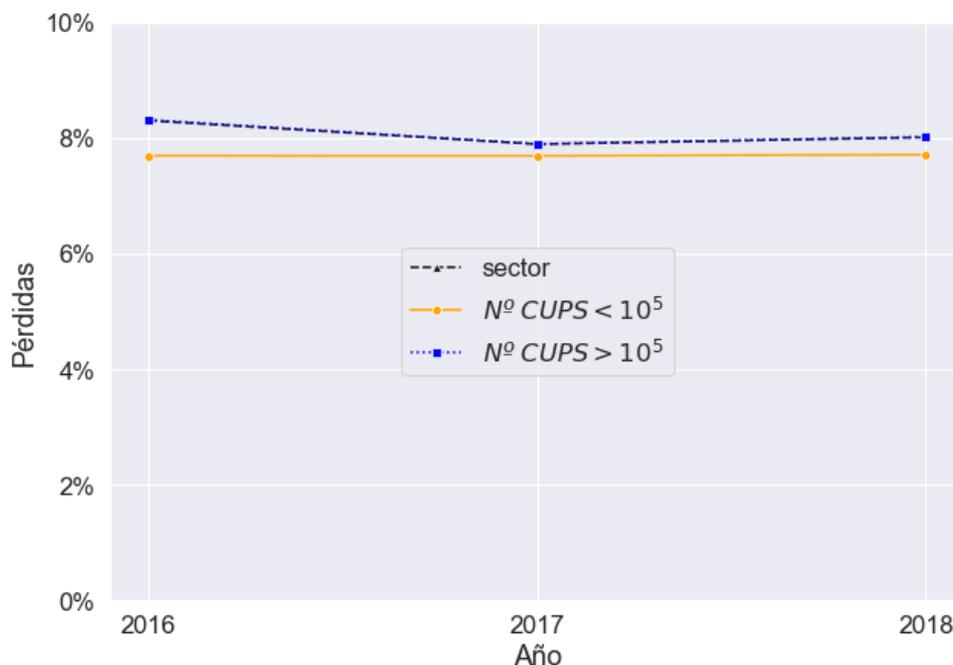


Figura 10. Balances globales de pérdidas en los años 2016, 2017 y 2018

Cabe destacar que, tal como se muestra en la Figura 11, las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, consideradas en su conjunto, tienen

una proporción menor de clientes en zona U, 20% frente al 50% de las grandes distribuidoras. A pesar de tener un porcentaje mayor de distribución en zonas SU y RC, las empresas de menos de 100.000 clientes presentan globalmente pérdidas menores. Esto indicaría que la zona de distribución, estrechamente relacionada con las pérdidas técnicas, no tiene tanto peso en el total de pérdidas medidas, habiendo otros factores más influyentes, principalmente aquellos asociados a pérdidas administrativas y fraude.

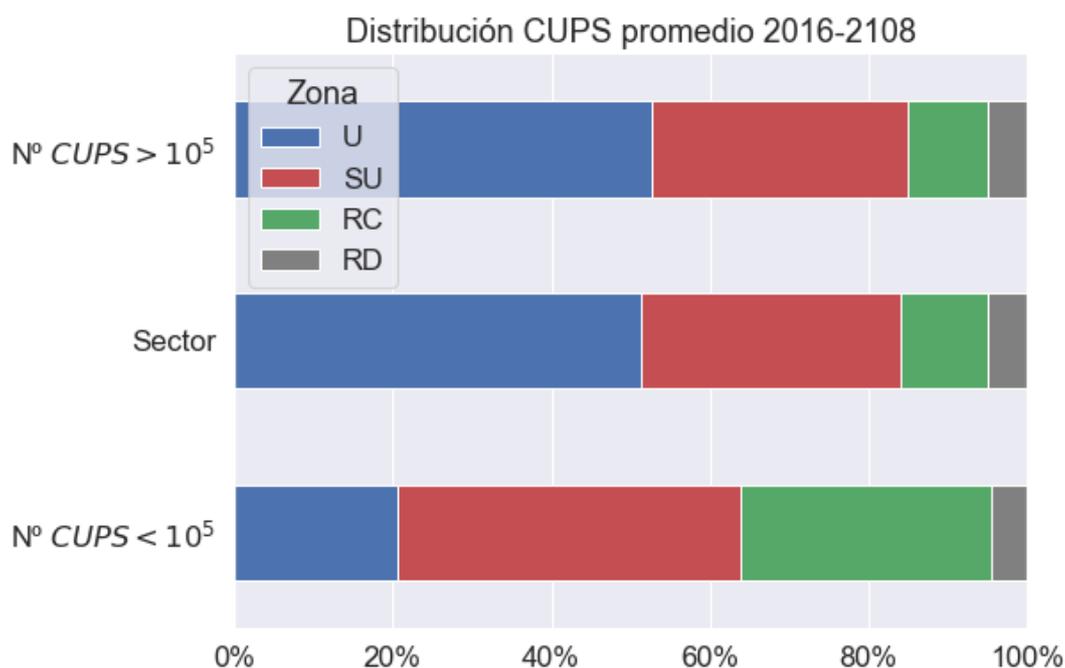


Figura 11. Reparto de los puntos de suministro en función de la zona de distribución

7.3 Pérdidas en función del número de clientes

Al analizar las pérdidas en función del número de suministros activos (Figura 12) se aprecia que ninguna de las grandes distribuidoras, que representan el 96% del sector, presentan pérdidas superiores al 10%. Con respecto a las distribuidoras de menos de 100.000 clientes no se aprecia una correlación entre las pérdidas y el número de clientes.

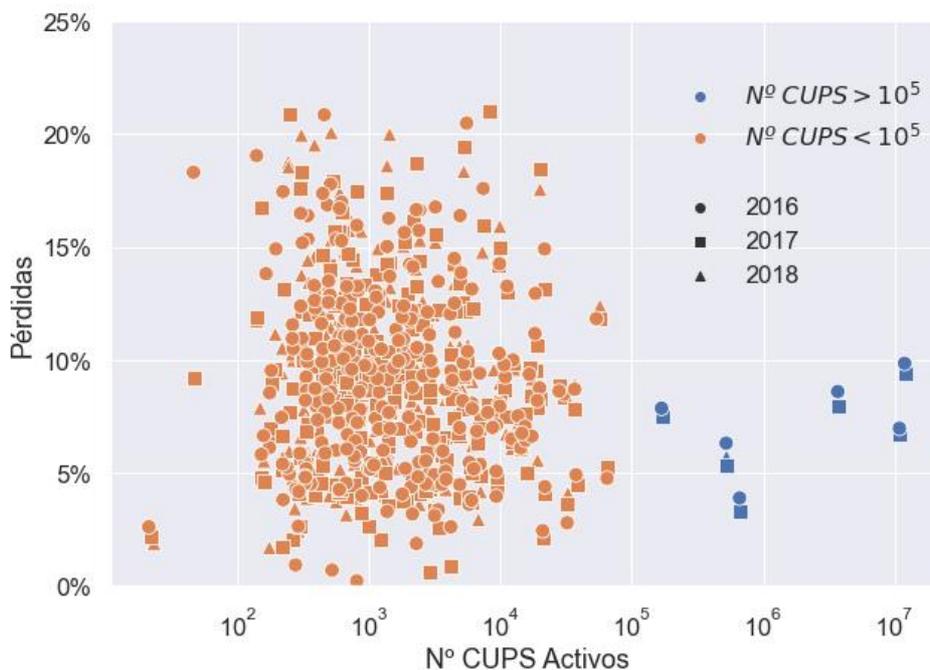


Figura 12. Pérdidas en función del número de clientes para los años 2016, 2017 y 2018

8 CORRECCIÓN ZONAL

Para la realización de este análisis se han considerado únicamente las empresas que han superado el proceso de validación (Sección 6.3). Aquellas distribuidoras que presentan valores de pérdidas anormalmente elevados tampoco han sido incluidas (Sección 7.1). En total, el estudio considera el 84% de las distribuidoras con menos de 100.000 clientes (Tabla 4), lo que representa más del 90% de los puntos de suministro activos de estas empresas (Tabla 5), y todos los clientes de las grandes distribuidoras, ya que todas han superado el proceso de validación.

Tabla 4. Número de empresas con menos de 100.000 clientes consideradas

Año	Empresas	Válidas	% Válidas
2016	309	264	85%
2017	318	262	82%
2018	235	270	83%

Tabla 5. Suministros de las empresas de menos de 100.000 clientes consideradas

Año	CUPS U	CUPS SU	CUPS RC	CUPS RD	Total	% Válidos
2016	223.034	520.876	373.008	60.707	1.177.625	90%
2017	227.259	528.799	382.576	59.429	1.198.054	92%
2018	230.251	525.142	394.639	63.144	1.213.176	91%

8.1 Clasificación zonal

Con el objetivo de evaluar las pérdidas en función de la zona de distribución, y teniendo en cuenta que los datos relativos a las pérdidas desagregados por zona de distribución no están disponibles, se ha clasificado a cada empresa distribuidora en una zona de distribución representativa.

Para aquellas distribuidoras que desarrollan su actividad en una única zona, la asignación de zona es directa. En este caso, todos los puntos de suministro estarán asignados correctamente a su zona de distribución. Para el resto de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, la clasificación ha sido realizada teniendo en cuenta los porcentajes de clientes activos en cada una de las zonas. Para estas distribuidoras, habrá un porcentaje de clientes asignados a una zona de distribución errónea. Globalmente, el número de suministros correctamente asignados para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes es del 86% (Tabla 6).

Tabla 6. Asignación del número de puntos de suministro según la zona de distribución para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes.

Año	Clasificación	Número de CUPS					% CUPS			
		U	SU	RC	RD	Total	U	SU	RC	RD
2016	U	199.999	5	738	1.146	201.888	99%	0,002%	0,40%	1%
	SU	15.533	429.439	75.184	10.486	530.642	3%	81%	14%	2%
	RC	4.331	19.912	254.556	14.562	293.361	1%	7%	87%	5%
	RD	56	902	4.909	23.679	29.546	0,20%	3%	17%	80%
	Total	219.919	450.258	335.387	49.873	1.055.437				
2017	U	204.513	2.486	757	1.154	208.910	98%	1,19%	0,40%	1%
	SU	16.585	454.839	76.455	10.469	558.348	3%	81%	14%	2%
	RC	4.418	25.836	263.587	17.159	311.000	1%	8%	85%	6%
	RD	57	902	4.914	22.225	28.098	0,20%	3%	17%	79%
	Total	225.573	484.063	345.713	51.007	1.106.356				
2018	U	204.774	2.455	758	1.143	209.130	98%	1,17%	0,40%	1%
	SU	16.713	456.426	78.201	12.291	563.631	3%	81%	14%	2%
	RC	4.456	23.452	261.145	14.425	303.478	1%	8%	86%	5%
	RD	58	905	4.901	23.614	29.478	0,20%	3%	17%	80%
	Total	226.001	483.238	345.005	51.473	1.105.717				

Las 6 empresas de más 100.000 clientes desarrollan su actividad en todas las zonas de distribución. La zona mayoritaria de distribución es U para 4 de ellas y SU para las dos restantes (Tabla 7). En este caso, no se ha considerado adecuado clasificar las empresas en una sola zona de distribución, puesto que

más de 13.000.000 de puntos de suministro estarían asignados a una zona incorrecta, lo que representaría aproximadamente el 47% los clientes.

Tabla 7. N.º CUPS en función de la zona de suministro para las grandes distribuidoras

AÑO	R1	N.º CUPS	CUPS U (%) CONFIDENCIAL	CUPS SU (%) CONFIDENCIAL	CUPS RC (%) CONFIDENCIAL	CUPS RD (%) CONFIDENCIAL
2016	R1-001	10.898.763				
	R1-002	3.697.816				
	R1-003	168.271				
	R1-005	522.246				
	R1-008	661.163				
	R1-299	11.922.975				
2017	R1-001	10.954.939				
	R1-002	3.716.262				
	R1-003	169.140				
	R1-005	524.048				
	R1-008	663.384				
	R1-299	12.004.599				
2018	R1-001	11.024.320				
	R1-002	3.736.312				
	R1-003	169.851				
	R1-005	525.625				
	R1-008	666.087				
	R1-299	12.064.730				

8.2 Pérdidas en función de la zona de distribución

Una vez se ha asignado a cada empresa una zona de distribución es posible evaluar el nivel de pérdidas en función de la zona de distribución.

El número de empresas asignadas a cada zona, considerando los años 2016, 2017 y 2018 se resume en la Tabla 8.

Tabla 8. Número de empresas asociadas a cada zona de distribución considerando los años 2016, 2017 y 2018

Clasificación	Todas	Zona exclusiva	% Zona exclusiva
U	26	15	58%
SU	194	79	41%
RC	500	357	71%
RD	76	46	61%
Total	796	497	62%

La Figura 13 muestra la distribución de las pérdidas de las empresas asignadas a cada zona de distribución. En la figura se diferencia entre el total de empresas asignadas a una zona y las empresas con distribución exclusiva en dicha zona.

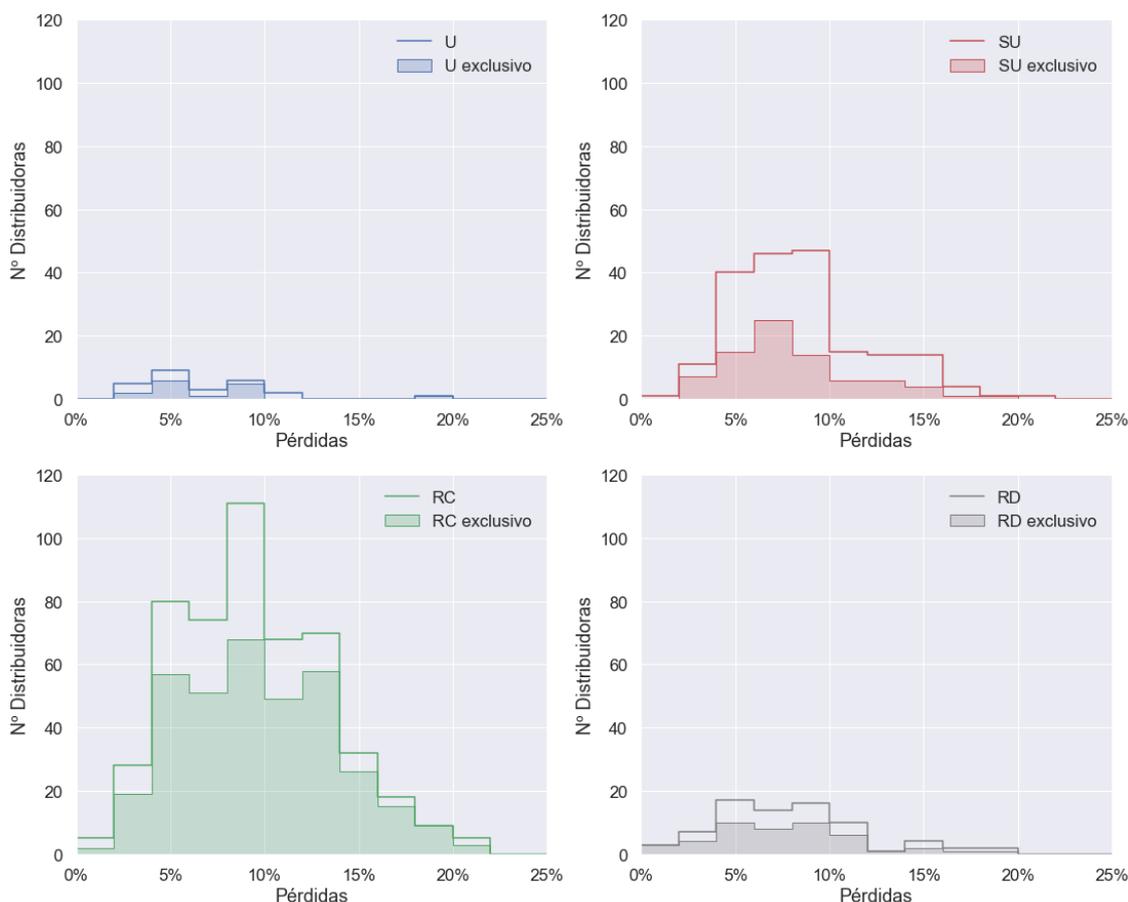


Figura 13. Distribución de pérdidas por zona de distribución asignada para las distintas empresas distribuidoras.

Los principales valores estadísticos asociados a las distribuciones anteriores se resumen en la Tabla 9. Las pérdidas medias medidas en las zonas U, SU y RC se van incrementando, sin embargo, las pérdidas medias medidas en la zona RD son menores que aquellas observadas en la zona SU. En este punto, es necesario poner de manifiesto que las pérdidas medidas incluyen tanto las pérdidas técnicas como las administrativas, siendo estas últimas las de mayor peso. En cuanto a esto, las empresas clasificadas en la zona RD son pequeñas distribuidoras localizadas en el ámbito rural, todas ellas con menos de 5.000 clientes y el 54% con menos de 500 clientes. Estas características particulares hacen que las pérdidas administrativas, principalmente aquellas vinculadas al fraude, sean más fáciles de controlar, y, en consecuencia, sean, en promedio, inferiores que en las otras zonas de distribución.

Tabla 9 Resumen de los principales valores obtenidos en relación a las pérdidas en los años 2016, 2017 y 2018 considerando las zonas de distribución.

	Todas				Zona exclusiva			
	U	SU	RC	RD	U	SU	RC	RD

N.º Valores	26	194	500	76	15	79	357	46
N.º Empresas	10	66	180	28	6	28	134	18
Media	6,4150%	8,4511%	9,4526%	7,9992%	6,8767%	8,0582%	9,7659%	7,8263%
Desviación estándar	3,4827%	3,5897%	3,9594%	4,0754%	3,7798%	3,3579%	4,0044%	4,1298%
Mínimo	2,0900%	0,6000%	0,1900%	0,9000%	2,7700%	3,5900%	1,7200%	0,9000%
Q ₁	4,4375%	5,6725%	6,4100%	4,8825%	4,7850%	5,8050%	6,5600%	4,7700%
Q ₂	5,1750%	7,9250%	9,2450%	7,7350%	5,2800%	7,2600%	9,4800%	7,5050%
Q ₃	8,4650%	10,1550%	12,1025%	10,0325%	8,4600%	9,7500%	12,5100%	9,9075%
Máximo	18,3100%	20,4900%	21,0300%	19,0500%	18,3100%	18,4600%	20,8600%	19,0500%

8.3 Cálculo de los coeficientes de corrección zonal

Los coeficientes de corrección asignados a cada una de las zonas, K_z , han sido obtenidos a partir de las pérdidas medias medidas, considerando las empresas que distribuyen en una zona exclusiva y tomando como referencia la zona U, tal como se resume en la Tabla 10.

Tabla 10. Coeficientes de corrección zonales

	U	SU	RC	RD
Consumo de referencia (kWh)	100	100	100	100
Pérdida media medida (kWh)	6,8767	8,0582	9,7659	7,8263
Entrada necesaria (kWh)	107,3845	108,7645	110,8228	108,4908
Corrección con respecto a U	1,0000000	1,0128505	1,0320189	1,0103023
K_z	0,0000000	0,0128505	0,0320189	0,0103023

Una vez obtenidos los coeficientes de corrección para cada zona, se asigna un coeficiente de corrección a cada una de las empresas distribuidoras, CZ^i , considerando el porcentaje de suministros que tienen en cada zona de distribución:

$$CZ^i = \sum_z K_z \left(\frac{CUPS_z^i}{CUPS_T^i} \right)$$

Donde:

i : empresa distribuidora

z : zona de distribución (U, SU, RC, RD)

$CUPS_z^i$: número de suministros de la empresa i en la zona z

$CUPS_T^i$: número de suministros totales de la empresa i

K_z : Coeficientes de corrección de la zona z (Tabla 10)

8.4 Inclusión de la corrección en el incentivo

El artículo 24.2 de la [Circular 6/2019](#) establece que:

“Se aplicará un ajuste en las pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora i durante el periodo tarifario p del año $n-2$ $E_{perd_{p,n-2}}^i$, al objeto de considerar las características técnicas de la red propias de una zona de distribución. Dicho ajuste será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio”

Para llevar a cabo este ajuste y, una vez obtenidos los coeficientes de corrección asignados a cada empresa distribuidora, CZ^i , se introduce en el cálculo de E_{perd} una corrección adicional a aquella considerada para la elevación hasta barras de central de la energía.

Teniendo en cuenta que los coeficientes CZ^i se obtienen a partir del número de suministros (consumos) en las distintas zonas, la gran mayoría en baja o media tensión, la corrección se aplica exclusivamente al término correspondiente a los consumos y solamente para aquellos suministros con tensión inferior a 36 kV:

$$E_{perd_{p,n-2}}^i = \sum_{pf,j} E_{pfGD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j+1,n-2}^p) + \sum_{pf,j} E_{pTD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p) - \sum_{cons,j} E_{cons,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p + CZ_j^i)$$

donde: $CZ_j^i = CZ^i$ si $U < 36$ kV y $CZ_j^i = 0$ si $U \geq 36$ kV

Para el periodo regulatorio actual, y a partir de la aplicación del incentivo establecido en la [Circular 6/2019](#) en la retribución del 2022, los coeficientes asignados a cada empresa distribuidora, obtenidos a partir de los datos declarados en el Formulario 1 de la [Circular 4/2015](#) en 2020, están recogidos en el Anexo II.

9 IMPACTO DE LA CORRECCIÓN ZONAL

9.1 Distribuidoras de menos de 100.000 clientes

La Figura 14 presenta las distribuciones de pérdidas normalizadas para las empresas clasificadas en las zonas U, SU, RC y RD en los años 2016, 2017 y 2018. Las distribuciones se superponen, siendo muy similares, lo que indicaría que la zona de distribución no tiene un impacto mayor en las pérdidas medidas totales de las empresas distribuidoras.

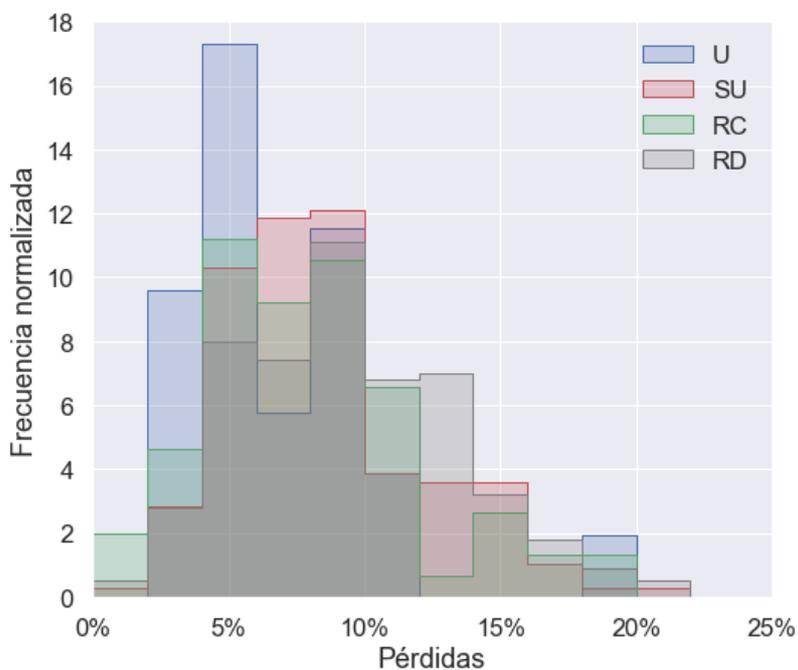


Figura 14. Distribución normalizada de pérdidas para las empresas clasificadas en las zonas U, SU, RC y RD

Asimismo, se han evaluado las pérdidas en función del porcentaje de puntos de suministro en zona U para las empresas clasificadas en las zonas SU, RC y RD. De los resultados obtenidos, presentados en la Figura 15, se desprende que las empresas con mayor porcentaje de clientes en zona U no presentan pérdidas menores.

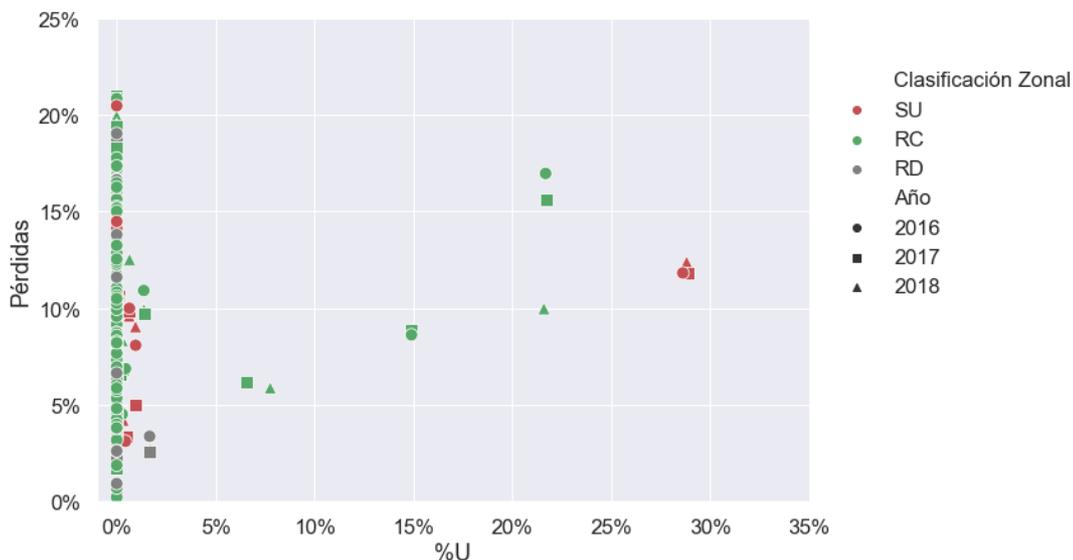


Figura 15. Pérdidas en función del porcentaje de suministros en zona U para las empresas clasificadas en las zonas SU, RC y RD

Es necesario poner de manifiesto que para la zona U, considerando los datos de 2016, 2017 y 2018, únicamente están disponibles 26 datos de 10 empresas distribuidoras (Tabla 9). Esta falta de estadística dificulta la extracción de conclusiones. Si bien se podría inferir que las pérdidas de las empresas clasificadas en la zona U son ligeramente inferiores que las pérdidas de las empresas clasificadas en las zonas SU, RC y RD, este hecho podría deberse a un efecto de escala relativo al número de clientes, ya que la mayoría de las empresas clasificadas en la zona U tienen más de 10.000 clientes (Figura 16).

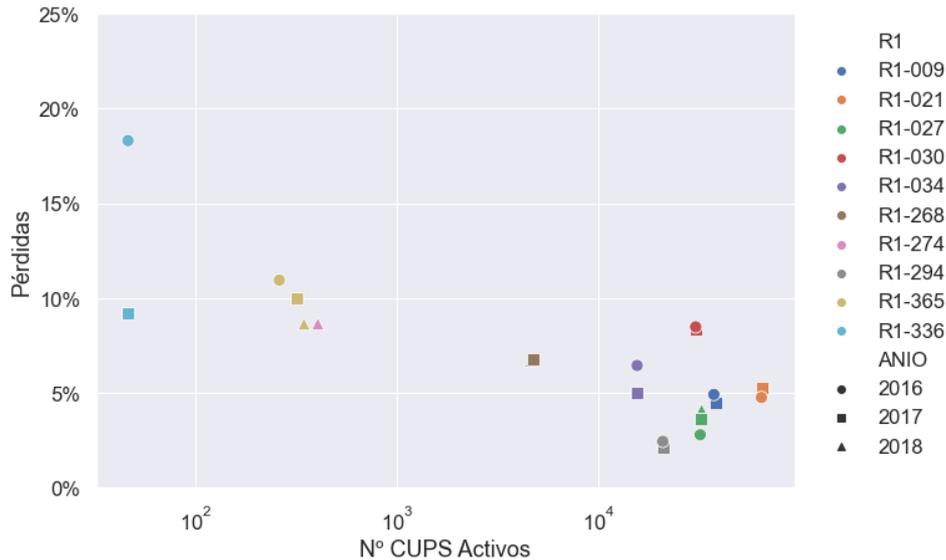


Figura 16. Pérdidas en función del número de clientes para los años 2016, 2017 y 2018 para las distribuidoras clasificadas en la zona U

9.2 Distribuidoras de más de 100.000 clientes

Tal como exponía el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en sus consideraciones particulares sobre la [Circular 6/2019](#) (Sección 2.7), el reparto de los puntos de suministro en la diferentes zonas de distribución para estas empresas es similar a la del sector (Figura 17). En consecuencia, para las grandes distribuidoras el impacto de la zona de distribución en el incentivo a la reducción de pérdidas, tal como está definido en el artículo 24 de la [Circular 6/2019](#) (Sección 2.5), será menor, al presentar una diversidad geográfica similar a la del sector.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Figura 17. Reparto de los puntos de suministro en función de la zona de distribución para las distribuidoras de más de 10⁵ clientes

[FIN CONFIDENCIAL]

Considerando que las medidas de pérdidas en función de la zona de distribución no están disponibles, y que no es posible asignar una zona de distribución única a las grandes distribuidoras, para determinar la influencia de la zona de distribución en las pérdidas totales, se han evaluado las pérdidas medidas en función de la proporción de clientes en la zona U y en las zonas SU, RC y RD.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 18. Se distinguen dos grupos: la distribuidora R1-008, con pérdidas inferiores al 4%, y el resto de grandes distribuidoras. Cabe destacar que las pérdidas no aumentan al aumentar el porcentaje de clientes en zona no urbana, sino que más bien se aprecia la tendencia contraria. Esto indica nuevamente que las pérdidas técnicas en relación con la zona de distribución tienen un peso menor en las pérdidas totales medidas.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Figura 18. Pérdidas en función del porcentaje de suministros en la zona U (arriba) y en las zonas SU, RC y RD consideradas conjuntamente (abajo)

[FIN CONFIDENCIAL]

9.2.1 Simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia

La extinta Comisión Nacional de Energía (CNE) en cumplimiento del mandato establecido en el artículo 5 de la [Orden ITC/2524/2009](#), de 8 de septiembre, por la que se regulaba el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, publicó en 2010 la *“Propuesta de valores para los coeficientes de pérdidas zonales a utilizar en el cálculo del incentivo de reducción de pérdidas de las empresas distribuidoras”*.

Dicho informe, basado en los cálculos realizados por el IIT de la Universidad Pontificia de Comillas, utilizando el Modelo de Red de Referencia³, analiza las

³ Se entiende por Modelo de Red de Referencia a aquel que caracteriza, para todo el territorio nacional, las zonas donde ejercen la actividad cada uno de los distribuidores, determinando la red de referencia de distribución necesaria para enlazar la red de transporte (o, en su caso, red de distribución), con los consumidores finales de electricidad, caracterizados por su ubicación geográfica, su tensión de alimentación y su demanda de potencia y energía. El MRR minimizará los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, manteniendo los requisitos de calidad de suministro establecidos reglamentariamente, atendiendo a criterios de planificación eléctrica con los

pérdidas técnicas de las grandes distribuidoras considerando las características de sus redes individualmente en los escenarios punta y valle, y hace una propuesta para los coeficientes zonales de cada empresa.

Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas muestran que las pérdidas técnicas medias estarían alrededor del 4-6% (Tabla 11). Sin embargo, las pérdidas reales medidas superan, en algunos casos, el 9%. Cabe destacar que la empresa con menores pérdidas técnicas estimadas presenta a su vez las mayores pérdidas reales medidas. Es decir, en línea con los resultados obtenidos a lo largo del presente estudio, estos resultados reflejan que las pérdidas elevadas de algunas distribuidoras no estarían relacionadas con la zona de distribución, sino con pérdidas administrativas y/o fraude.

Tabla 11. Pérdidas obtenidas a partir de las simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia en 2007 y 2008 y promedio de las pérdidas medidas considerando los años 2016, 2017 y 2018

R1	Simulación MRR 2007		Simulación MRR 2008		Promedio Simulaciones MRR (%)	Promedio Medidas (%)
	Pérdidas Punta (%)	Pérdidas Valle (%)	Pérdidas Punta (%)	Pérdidas Valle (%)		
R1-001	4,13	3,95	4,25	4,37	4,25	6,77
R1-002	4,48	4,24	4,43	4,31	4,37	8,22
R1-003 R1-005	5,74	5,66	5,08	6,36	5,71	6,72
R1-008	5,13	4,89	5,04	4,95	5,00	3,47
R1-299	4,01	3,87	4,45	4,23	4,14	9,63

Los coeficientes zonales obtenidos a partir de las simulaciones se detallan en la Tabla 12. Todos ellos son muy cercanos a 1, con variaciones muy pequeñas entre las distintas empresas (en el tercer decimal). En consecuencia, su impacto en el incentivo a la reducción de pérdidas será menor.

Tabla 12. Coeficientes zonales propuestos a partir de las simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia.

R1	K Punta	K Valle
R1-001	1,00212089	1,00236759
R1-002	1,00139350	1,00103264
R1-003 R1-005	1,00512669	1,00639551
R1-008	1,00830326	1,00807960
R1-299	0,99622557	0,99590615

Es preciso señalar que el citado estudio, basado en el Modelo de Red de Referencia, data del año 2010. Por tanto, es necesario considerar la evolución

condicionantes propios del mercado a suministrar en cada zona. Dicho modelo, deberá ser capaz de simular las redes de las empresas distribuidoras y los desarrollos necesarios para alimentar a los nuevos clientes y cargas.

de las redes de distribución a lo largo de los últimos 10 años, así como su posible impacto en el nivel de pérdidas. En este sentido, entre los cambios acometidos en los últimos años destacan el proceso de digitalización y la penetración de la generación distribuida. Como ya se ha señalado en la Sección 2.4, ambos procesos deberían favorecer la reducción de las pérdidas, tanto técnicas como administrativas, por lo que, el hecho de extrapolar las estimaciones obtenidas en 2010 a partir de simulaciones basadas en el Modelo de Red de Referencia, podría, en todo caso, dar lugar a una sobreestimación de las pérdidas técnicas, tal como se infiere de los valores obtenidos para la distribuidora R1-008 (Tabla 11).

10 REVISIÓN SOBRE ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN EN MATERIA DE FRAUDE

En 2015 la CNMC publicó el '[Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico](#)'. En dicho informe se analiza la evolución que ha seguido el porcentaje de pérdidas de las redes de distribución en los últimos años.

El estudio pone de manifiesto que, de acuerdo con las liquidaciones realizadas por el Operador del Sistema, se aprecia un claro incremento de las pérdidas desde 2009. El análisis detalla las principales causas de dicho incremento:

- (1) El perfilado de clientes sin curva horaria, que en ocasiones da lugar a porcentajes de pérdidas inconsistentes con las demandas observadas.
- (2) La generación estacional de carácter renovable (hidroeléctrica y eólica) que, al estar ubicadas lejos de los consumos, provocan *per se* un aumento de las pérdidas.
- (3) El aumento de pérdidas de los trafos MT/BT instalados en las redes de distribución. Al haberse producido una reducción de la demanda en los últimos años, las pérdidas fijas adquieren un mayor peso.
- (4) El incremento del fraude. En este sentido, es importante destacar que, si bien el fraude en el suministro eléctrico no es un fenómeno nuevo, en los últimos años se ha producido una “profesionalización” del mismo, habiendo proliferado, en algunos casos, el fraude organizado.

De las cuatro causas señaladas, únicamente una de ellas, las pérdidas de los trafos MT/BT, tiene relación directa con las zonas de distribución, pudiendo tener distinta influencia dependiendo de las mismas. Así mismo, tras la consulta realizada a las empresas distribuidoras para la realización del informe, éstas destacaron que el aumento de las pérdidas estaba directamente ligado a situaciones de fraude, tal como han reiterado más recientemente en las alegaciones a la [Circular 6/2019](#) (Sección 2.6).

El informe concluye que la principal causa del aumento de las pérdidas en la red de distribución española es el fraude eléctrico (conexiones directas a la red,

manipulación de los equipos de medida, etc.) y propone las modificaciones normativas necesarias para fomentar una acción conjunta y armonizada por parte de las Administraciones en la lucha contra el fraude, incluyendo una propuesta detallada, que hasta la fecha no ha sido trasladada a la normativa sectorial.

Considerando las conclusiones obtenidas en el citado informe, la inclusión de la corrección zonal tendrá un impacto menor en la bonificación/penalización finalmente recibida por las empresas distribuidoras, puesto que, para las empresas con pérdidas elevadas, la componente principal de las mismas estaría ligado al fraude, no a las pérdidas técnicas.

11 REVISIÓN DE LA NORMATIVA EN OTROS PAÍSES

La normativa aplicada en los distintos países es diversa, existiendo países que no aplican incentivo específico para la reducción de pérdidas, y países que, al aplicar un incentivo consideran aproximaciones diferentes. En cuanto a la compra de las pérdidas, existen mayoritariamente dos enfoques, según los cuales bien es el distribuidor quien debe hacerse cargo de su coste, o bien es el comercializador quien compra las pérdidas correspondientes a sus clientes (Tabla 13). Si el responsable de la adquisición de las pérdidas es el comercializador, en general, el coste de las pérdidas repercutirá en el consumidor final. Por otro lado, si el responsable es el distribuidor, este tendrá interés en reducir las pérdidas, independientemente de si existe un incentivo específicamente enfocado a la reducción de las mismas.

Tabla 13. Incentivos aplicados y pérdidas en el periodo 2014-2018 de los países pertenecientes a CEER (datos obtenidos del '2nd CEER Report on Power Losses')

	País	Responsable adquisición	Pérdidas medidas 2014-2018		
			Mínimo	Máximo	Promedio
Aplican incentivo	Austria	Transportista (98%) Distribuidor (2%)	2,88%	3,26%	3,06%
	Bélgica	Distribuidor	4,23%	4,40%	4,32%
	Dinamarca	Distribuidor	3,38%	3,77%	3,61%
	Eslovaquia	Distribuidor	5,52%	6,05%	5,74%
	Eslovenia	Distribuidor	4,18%	4,76%	4,50%
	España	Comercializador	8,10%	8,70%	8,48%
	Francia	Distribuidor	5,98%	6,02%	6,00%
	Georgia	Distribuidor	6,80%	7,76%	7,41%
	Hungría	Distribuidor	7,36%	8,52%	8,03%
	Italia	Otro			
	Polonia	Distribuidor	4,45%	5,46%	4,90%
	Portugal	Comercializador	8,66%	9,35%	8,95%
	República Checa	Distribuidor	5,22%	5,31%	5,27%
	Serbia	Distribuidor	12,20%	14,43%	13,39%
	Suecia	Distribuidor	3,49%	3,67%	3,60%

	País	Responsable adquisición	Pérdidas medidas 2014-2018		
			Mínimo	Máximo	Promedio
No aplican incentivo	Ucrania	Distribuidor	9,79%	10,08%	9,90%
	Alemania	Distribuidor			
	Bosnia y Herzegovina	Transportista (>110kV) Distribuidor	9,26%	10,68%	10,07%
	Chipre	Comercializador	2,11%	2,93%	2,52%
	Croacia	Distribuidor	7,64%	8,14%	7,91%
	Estonia	Distribuidor	4,42%	5,65%	4,92%
	Finlandia	Distribuidor	2,55%	3,32%	2,94%
	Gran Bretaña	Comercializador			
	Grecia	Comercializador	8,13%	9,75%	9,00%
	Irlanda	Comercializador	6,62%	6,70%	6,65%
	Letonia	Distribuidor	4,43%	4,91%	4,66%
	Lituania	Distribuidor	5,96%	7,31%	6,53%
	Luxemburgo	Distribuidor	8,37%	10,48%	9,24%
	Macedonia del Norte	Distribuidor	14,18%	15,50%	14,71%
	Malta	Distribuidor	4,34%	9,50%	6,07%
	Moldavia	Distribuidor	8,30%	9,35%	8,54%
	Montenegro	Distribuidor	13,83%	17,65%	15,83%
Noruega	Distribuidor	2,59%	2,87%	2,68%	
Países bajos	Distribuidor	4,17%	4,48%	4,34%	

Del análisis detallado de los datos publicados en el [2nd CEER Report on Power Losses](#) (Figura 19) se desprende que no existe una relación directa entre el nivel de pérdidas observado y el tipo de aproximación empleada para reducir las pérdidas (considerar o no incentivo, responsable de la adquisición, etc.). Este resultado es, en cierto modo, el esperado, ya que, las características específicas de las redes (antigüedad, digitalización, *mix* energético, monopolios, etc.), la topología y las condiciones geográficas (interconexiones, territorios ultramar, sistemas, etc.) así como el contexto político y socio económico de cada país son únicos, por tanto, la situación de cada país debe ser analizada individualmente.

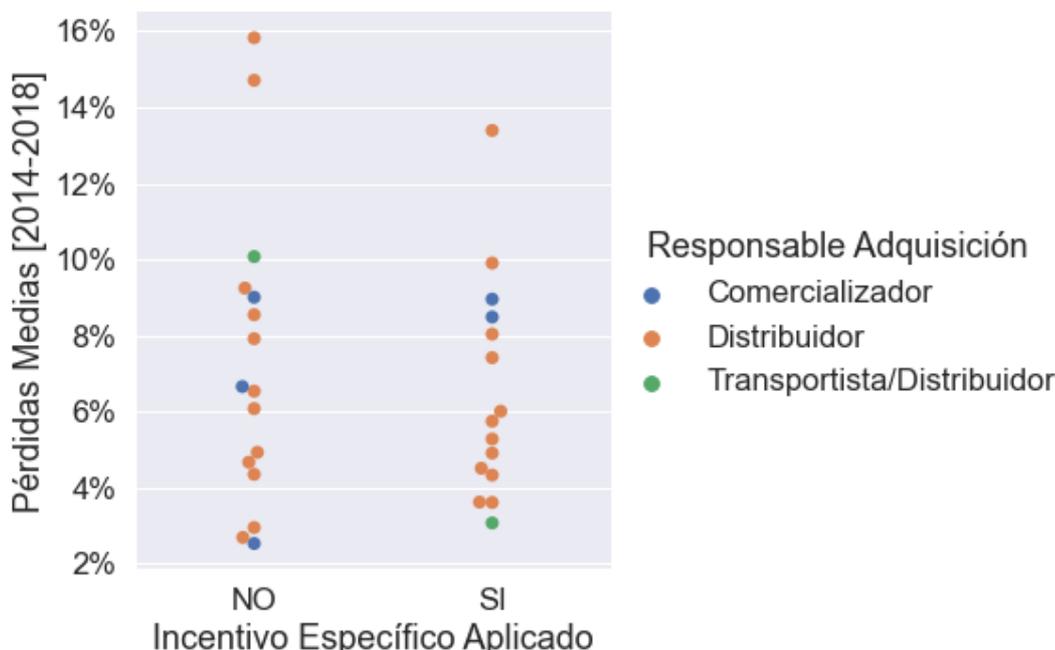


Figura 19. Pérdidas medias en el periodo 2014-2018 de los países pertenecientes a CEER (datos obtenidos del '2nd CEER Report on Power Losses')

12 ESTABLECIMIENTO DE CA_{n-2}^p , PMP_n^i y BMP_n^i ,

Con la finalidad de establecer el coeficiente de adecuación del precio del periodo tarifario p , CA_{n-2}^p , previsto en el artículo 24.3, así como los valores de la penalización y bonificación máximos, PMP_n^i y BMP_n^i , previstos en el artículo 24.6 de la [Circular 6/2019](#), se ha procedido a la realización de un análisis de impacto.

Para ello, se ha estimado el importe del incentivo que sería de aplicación en la retribución correspondiente al ejercicio 2021, calculado empleando la metodología establecida en la [Circular 6/2019](#), con y sin el ajuste de corrección zonal definido en la Sección 8.4 de la presente memoria, considerando múltiples combinaciones de CA_{n-2}^p , PMP_n^i y BMP_n^i . La Figura 20 muestra los resultados obtenidos.

Tal como se aprecia en la figura, la elección de los valores de CA_{n-2}^p y PMP_n^i determina el montante final del incentivo, pudiendo modificar la penalización total del sector hasta en un factor 100. Una vez establecidos valores concretos de CA_{n-2}^p y PMP_n^i la introducción de la corrección zonal supone una disminución en la penalización total de aproximadamente un factor 2.

Sin ajuste zonal

Con ajuste zonal

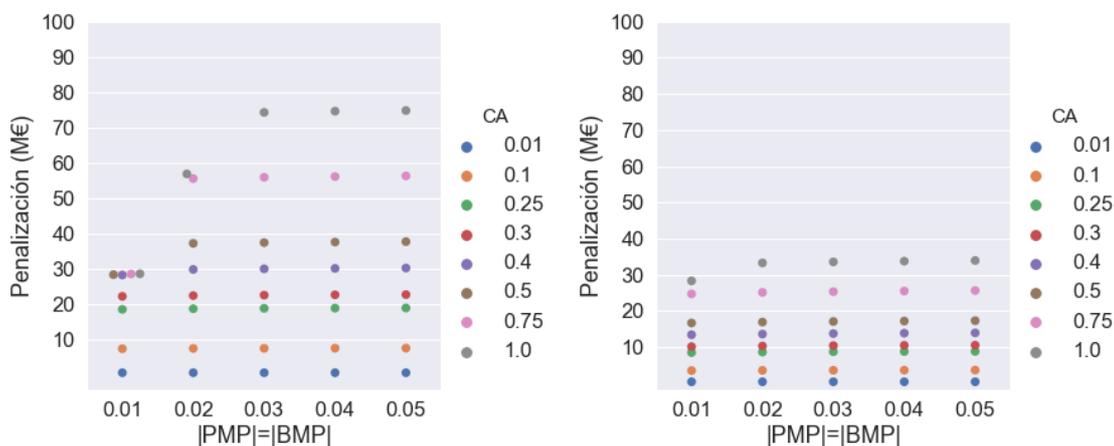


Figura 20. Estimación del importe del incentivo obtenido con distintas combinaciones de CA_{n-2}^p y PMP_n^i , con y sin el ajuste zonal.

Considerando el impacto que el coeficiente de adecuación del precio tiene sobre el nuevo incentivo, y, con objeto de introducir dicho incentivo de forma gradual, se fijan unos valores para CA_{n-2}^p de 30%, 40%, 55% y 75% para todos los periodos, p , para los ejercicios correspondientes a los años 2022, 2023, 2024 y 2025 respectivamente (Tabla 14).

En relación con lo anterior, la Figura 21 muestra el detalle de la estimación resultante de la aplicación de la metodología propuesta aplicada al ejercicio retributivo 2021, con y sin el ajuste zonal, considerando $CA=0.30$, $PMP=-2\%R$ y $BMP=2\%R$. Al introducir la corrección zonal únicamente en los consumos (sección 8.4), $Eperd$ es menor para todas las empresas, por lo que las penalizaciones disminuyen. En principio, las bonificaciones se verían incrementadas, sin embargo, dado que el incentivo es neutro para el sistema, al aplicar el coeficiente de reparto, disminuyen.

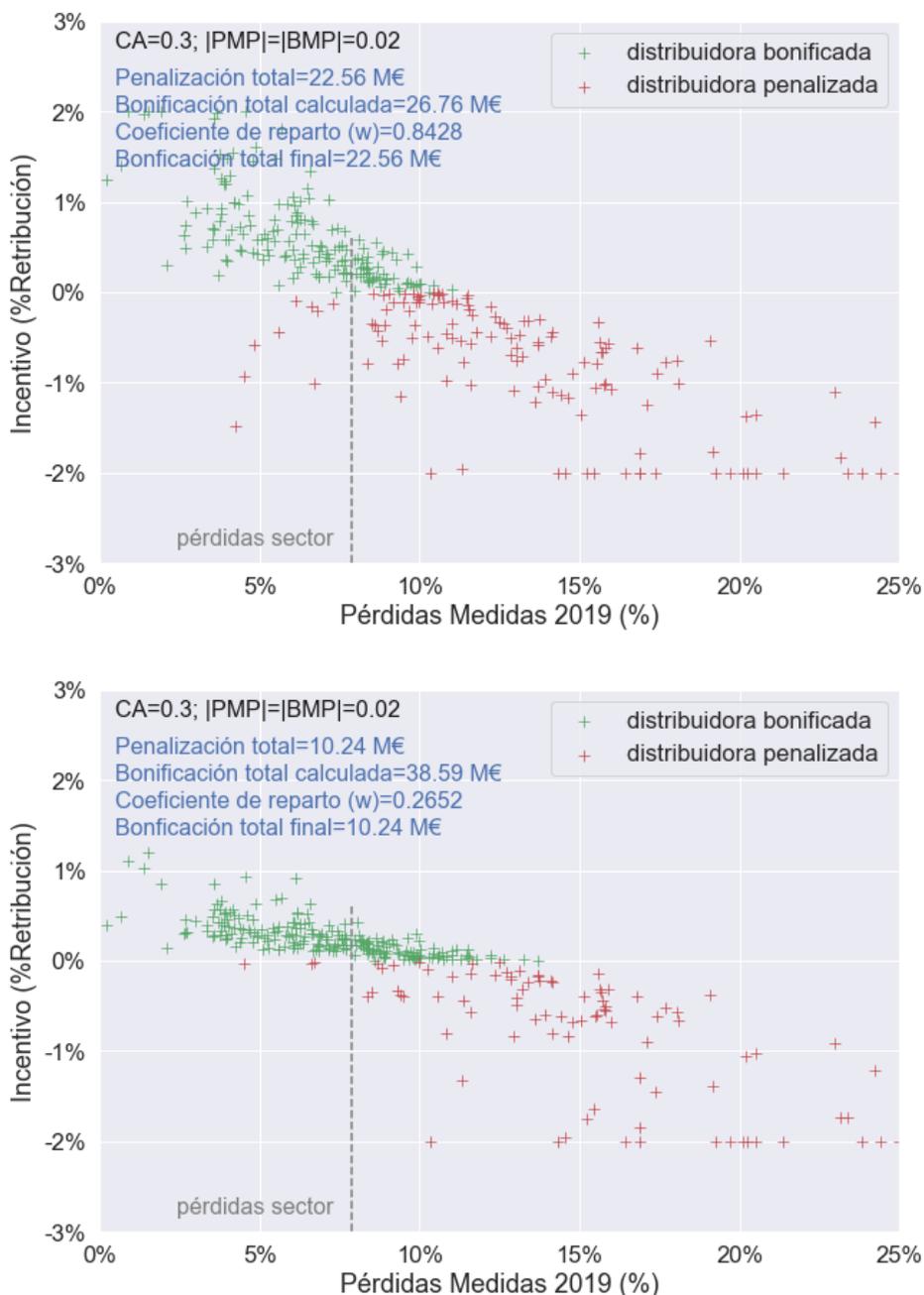


Figura 21. Incentivo (como porcentaje de la correspondiente retribución) en función de las pérdidas reales medidas para las distintas empresas distribuidoras. Estimación resultante de la aplicación de la metodología propuesta aplicada al ejercicio retributivo 2021: sin ajuste zonal (arriba) y con ajuste zonal (abajo)

Con el propósito de no introducir variaciones bruscas en el incentivo, se mantiene inicialmente el límite de la penalización establecida en el [Real Decreto 1048/2013](#)

$(-2\%R_n^i)$. No obstante, este valor se incrementará progresivamente hasta alcanzar un valor de $-4\%R_n^i$ al final del periodo regulatorio (Tabla 14).

El [Real Decreto 1048/2013](#) establecía el 1% de la retribución como valor máximo de bonificación. Sin embargo, considerando que el nuevo incentivo es neutro para el sistema, y con el fin de incentivar a las empresas a mejorar sus valores de pérdidas, el límite máximo de bonificación se establece simétrico al porcentaje de penalización máxima (Tabla 14).

Tabla 14. Valores de CA_{n-2}^p , PMP_n^i y BMP_n^i establecidos para los años restantes del periodo regulatorio actual

	2022	2023	2024	2025
CA_{n-2}^p	30%	40%	55%	75%
PMP_n^i	$-2\%R_n^i$	$-3\%R_n^i$	$-4\%R_n^i$	$-4\%R_n^i$
BMP_n^i	$2\%R_n^i$	$3\%R_n^i$	$4\%R_n^i$	$4\%R_n^i$

13 CONCLUSIONES

Del análisis realizado considerando las medidas de pérdidas efectuadas en el trienio 2016-2018 en la red de distribución española se desprende que la componente principal de las pérdidas actuales está ligada a las pérdidas administrativas y el fraude, teniendo la zona de distribución una influencia menor en las pérdidas medidas.

La variación tan dispar de las pérdidas entre empresas distribuidoras, puesta de manifiesto a lo largo de la memoria, podría no deberse tanto a la zona de distribución de cada una, sino al hecho diferencial del esfuerzo en la detección de dichas pérdidas no técnicas, el tipo de actuaciones y la contundencia de cada empresa en la lucha para reducir las mismas.

Para dar cumplimiento al mandato establecido en la disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#), se ha incluido un ajuste zonal en el cálculo del incentivo, tal como se detalla en la Sección 8.4 de la presente memoria.

Así mismo, se han fijado los valores de CA_{n-2}^p , PMP_n^i y BMP_n^i para los años 2022, 2023, 2024 y 2025 (Tabla 14) tal como establece la disposición adicional octava de la [Circular 6/2019](#).

El incentivo a la reducción de pérdidas, en los términos así establecidos, se aplicará a partir de la retribución correspondiente al ejercicio 2022.

14 FUTURAS ACTUACIONES

La topología y tipología de la red (zonas de distribución, etc.), la evolución de las redes debida a la digitalización y a la transición energética (generación distribuida, vehículo eléctrico, etc.), así como los patrones de consumo (autoconsumo, tarifas horarias, periodos estacionales, etc.) y las condiciones

socioeconómicas (nivel de pobreza, percepción del fraude por la sociedad, etc.) afectan al nivel de pérdidas en la red de distribución.

Teniendo en cuenta todos estos factores, es extremadamente complejo anticipar la evolución de los niveles de pérdidas a medio-largo plazo. Por ello, una vez se haya obtenido experiencia suficiente en la aplicación del nuevo incentivo, será necesario realizar un análisis detallado de la nueva situación para evaluar los resultados obtenidos y determinar si es pertinente revisar la corrección zonal introducida y/o incluir algún otro tipo de ajuste acorde con los nuevos patrones observados.

Dicha primera revisión se efectuará, en cualquier caso, al finalizar el primer periodo regulatorio de aplicación de la [Circular 6/2019](#), lo que supondrá que el incentivo a la reducción de pérdidas introducido en la misma habrá sido aplicado en cuatro ejercicios (retribuciones de los años 2022, 2023, 2024 y 2025), permitiendo llevar a cabo un primer análisis de su efecto.

ANEXO I. DATOS UTILIZADOS

Registro	Año	N.º Suministros	U [Confid.]	SU [Confid.]	RC [Confid.]	RD [Confid.]	Pérdidas
R1-001	2016	10.898.763					6,96%
R1-001	2017	10.954.939					6,69%
R1-001	2018	11.024.320					6,66%
R1-002	2016	3.697.816					8,59%
R1-002	2017	3.716.262					7,95%
R1-002	2018	3.736.312					8,13%
R1-003	2016	168.271					7,85%
R1-003	2017	169.140					7,48%
R1-003	2018	169.851					7,68%
R1-005	2016	522.246					6,30%
R1-005	2017	524.048					5,31%
R1-005	2018	525.625					5,70%
R1-008	2016	661.163					3,87%
R1-008	2017	663.384					3,28%
R1-008	2018	666.087					3,25%
R1-009	2016	37.583					4,90%
R1-009	2017	38.328					4,49%
R1-009	2018	37.913					4,42%
R1-014	2016	13.580					7,51%
R1-014	2017	13.666					7,42%
R1-014	2018	13.716					7,22%
R1-015	2016	21.765					4,37%
R1-015	2017	21.927					4,09%
R1-015	2018	22.106					4,19%
R1-016	2016	12.446					9,99%
R1-016	2017	12.560					9,85%
R1-016	2018	12.668					9,59%
R1-017	2016	19.843					8,75%
R1-017	2017	19.935					8,27%
R1-017	2018	20.073					7,94%
R1-018	2016	53.681					11,82%
R1-018	2017	56.894					11,80%
R1-018	2018	57.165					12,39%
R1-019	2016	19.708					22,64%
R1-019	2017	19.886					18,46%
R1-019	2018	19.998					17,55%
R1-020	2016	12.176					6,49%
R1-020	2017	12.181					6,37%

R1-020	2018	12.211				6,07%
R1-021	2016	64.770				4,74%
R1-021	2017	65.750				5,28%
R1-021	2018	65.724				4,83%
R1-022	2016	19.028				8,19%
R1-022	2017	19.040				7,88%
R1-022	2018	19.162				5,54%
R1-023	2016	4.190				2,59%
R1-023	2017	4.162				0,86%
R1-023	2018	4.161				-1,76%
R1-024	2016	806				15,96%
R1-024	2017	800				17,49%
R1-024	2018	802				14,15%
R1-025	2016	15.364				7,04%
R1-025	2017	15.444				7,63%
R1-025	2018	15.497				7,17%
R1-026	2016	18.289				11,16%
R1-026	2017	18.400				9,50%
R1-026	2018	18.487				10,61%
R1-027	2016	32.155				2,77%
R1-027	2017	32.402				3,59%
R1-027	2018	32.677				4,08%
R1-028	2016	21.651				14,91%
R1-028	2017	21.776				13,12%
R1-028	2018	21.907				14,98%
R1-029	2016	359				4,50%
R1-029	2017	359				6,85%
R1-029	2018	352				8,32%
R1-030	2016	30.509				8,47%
R1-030	2017	30.557				8,34%
R1-030	2018	30.573				8,45%
R1-031	2016	1.511				9,37%
R1-031	2017	1.543				9,82%
R1-031	2018	1.507				8,39%
R1-032	2016	684				6,68%
R1-032	2017	689				6,38%
R1-032	2018	691				7,03%
R1-033	2016	14.259				6,09%
R1-033	2017	14.370				6,20%

R1-033	2018	14.381				6,03%
R1-034	2016	15.608				6,43%
R1-034	2017	15.684				4,99%
R1-034	2018	15.724				5,07%
R1-035	2016	36.724				8,69%
R1-035	2017	36.771				7,84%
R1-035	2018	36.823				8,91%
R1-036	2016	11.232				13,26%
R1-036	2017	11.172				12,99%
R1-036	2018	11.240				12,99%
R1-037	2016	6.996				5,37%
R1-037	2017	7.092				4,84%
R1-037	2018	7.058				4,15%
R1-038	2016	9.310				7,10%
R1-038	2017	9.313				7,91%
R1-038	2018	9.244				8,25%
R1-039	2016	6.952				9,40%
R1-039	2017	6.987				7,32%
R1-039	2018	7.017				6,54%
R1-040	2016	9.774				8,04%
R1-040	2017	9.806				7,71%
R1-040	2018	10.087				8,01%
R1-041	2016	10.883				9,24%
R1-041	2017	10.935				7,50%
R1-041	2018	11.051				6,70%
R1-042	2016	8.726				7,00%
R1-042	2017	8.714				7,98%
R1-042	2018	8.895				9,55%
R1-043	2016	18.409				12,94%
R1-043	2017	18.859				10,66%
R1-043	2018	18.607				9,53%
R1-044	2016	14.884				10,12%
R1-044	2017	14.953				9,85%
R1-044	2018	14.984				8,37%
R1-045	2016	2.932				4,48%
R1-045	2017	2.960				4,43%
R1-045	2018	2.971				4,24%
R1-046	2016	5.289				43,10%
R1-046	2017	5.272				19,45%

R1-046	2018	5.256				18,35%
R1-047	2016	17.334				6,61%
R1-047	2017	17.340				8,39%
R1-047	2018	17.394				9,13%
R1-048	2016	7.380				17,59%
R1-048	2017	7.346				15,97%
R1-048	2018	7.287				14,77%
R1-049	2016	27.938				8,61%
R1-049	2017	27.942				8,86%
R1-049	2018	27.958				8,91%
R1-050	2016	10.638				9,77%
R1-050	2017	10.657				8,65%
R1-050	2018	10.696				8,59%
R1-051	2016	3.129				4,90%
R1-051	2017	3.131				4,49%
R1-051	2018	3.137				3,50%
R1-052	2016	4.885				4,46%
R1-052	2017	4.878				3,87%
R1-052	2018	4.857				4,21%
R1-053	2016	9.754				10,28%
R1-053	2017	9.697				14,17%
R1-053	2018	9.885				4,35%
R1-054	2016	9.885				7,94%
R1-054	2017	9.885				8,11%
R1-054	2018	9.889				8,97%
R1-055	2016	9.280				3,94%
R1-055	2017	9.344				4,33%
R1-055	2018	9.392				4,38%
R1-056	2016	9.265				5,06%
R1-056	2017	9.322				4,76%
R1-056	2018	9.370				4,51%
R1-057	2016	9.338				22,61%
R1-057	2017	9.276				23,08%
R1-057	2018	9.299				22,77%
R1-058	2016	6.046				13,13%
R1-058	2017	6.047				5,32%
R1-058	2018	6.068				9,41%
R1-059	2016	2.935				9,57%
R1-059	2017	2.912				8,36%

R1-059	2018	2.903				9,21%
R1-060	2016	6.053				8,07%
R1-060	2017	6.060				4,97%
R1-060	2018	6.081				9,04%
R1-061	2016	6.596				6,83%
R1-061	2017	6.600				6,31%
R1-061	2018	6.629				6,46%
R1-062	2016	10.644				5,30%
R1-062	2017	10.511				19,89%
R1-062	2018	10.749				7,50%
R1-063	2016	3.586				4,47%
R1-063	2017	3.611				5,77%
R1-063	2018	3.673				4,49%
R1-064	2016	4.513				11,22%
R1-064	2017	4.475				14,20%
R1-064	2018	4.479				10,40%
R1-065	2016	1.998				10,49%
R1-065	2017	1.997				6,54%
R1-065	2018	1.995				12,52%
R1-066	2016	3.059				6,49%
R1-066	2017	3.064				7,18%
R1-066	2018	3.069				6,25%
R1-067	2016	696				9,59%
R1-067	2017	696				9,37%
R1-067	2018	698				8,01%
R1-068	2018	3.077				11,99%
R1-069	2016	1.190				12,91%
R1-069	2017	1.184				9,66%
R1-069	2018	1.183				9,42%
R1-070	2016	588				7,21%
R1-070	2017	585				8,36%
R1-070	2018	590				7,94%
R1-071	2016	5.716				12,01%
R1-071	2017	5.762				13,34%
R1-071	2018	2.728				13,29%
R1-072	2016	3.196				16,77%
R1-072	2017	3.186				15,59%
R1-072	2018	3.196				15,21%
R1-073	2016	94				24,04%

R1-073	2017	194				11,45%
R1-073	2018	194				11,92%
R1-074	2016	853				7,79%
R1-074	2017	853				7,51%
R1-074	2018	850				6,76%
R1-075	2016	409				11,97%
R1-075	2017	410				7,90%
R1-075	2018	413				4,91%
R1-076	2016	5.158				8,18%
R1-076	2017	5.166				7,84%
R1-076	2018	5.175				7,96%
R1-077	2017	1.953				12,91%
R1-077	2018	2.020				12,34%
R1-078	2016	5.009				13,86%
R1-078	2017	5.116				12,53%
R1-078	2018	5.104				8,70%
R1-079	2016	3.363				3,35%
R1-079	2017	3.379				2,55%
R1-079	2018	3.388				2,68%
R1-080	2016	805				0,19%
R1-080	2017	811				9,47%
R1-080	2018	808				13,27%
R1-081	2016	2.108				12,18%
R1-081	2017	2.115				11,35%
R1-081	2018	2.119				13,33%
R1-082	2016	1.598				11,34%
R1-082	2017	1.616				9,30%
R1-082	2018	1.596				11,33%
R1-083	2016	3.814				5,06%
R1-083	2017	3.817				4,99%
R1-083	2018	3.829				4,25%
R1-084	2016	1.684				9,97%
R1-084	2017	1.665				8,64%
R1-084	2018	1.666				10,25%
R1-085	2016	618				16,98%
R1-085	2017	617				15,64%
R1-085	2018	625				9,97%
R1-086	2016	2.837				9,67%
R1-086	2017	2.834				9,02%

R1-086	2018	2.839				7,38%
R1-087	2016	2.772				12,11%
R1-087	2017	2.748				12,02%
R1-087	2018	2.764				11,71%
R1-088	2016	2.039				14,23%
R1-088	2017	2.028				8,74%
R1-088	2018	2.021				12,30%
R1-089	2016	996				9,74%
R1-089	2017	1.004				9,34%
R1-089	2018	1.013				8,92%
R1-090	2016	16.566				9,35%
R1-090	2017	16.568				9,67%
R1-090	2018	16.583				8,53%
R1-091	2016	1.351				6,86%
R1-091	2017	1.392				6,14%
R1-091	2018	1.404				5,86%
R1-092	2016	2.396				5,46%
R1-092	2017	2.405				4,05%
R1-092	2018	2.408				3,58%
R1-093	2017	35				36,96%
R1-093	2018	35				36,19%
R1-094	2016	2.082				4,35%
R1-094	2017	2.004				5,14%
R1-094	2018	1.998				4,36%
R1-095	2016	2.041				11,69%
R1-095	2017	2.037				10,18%
R1-095	2018	2.034				9,99%
R1-096	2016	1.116				13,05%
R1-096	2017	1.117				10,85%
R1-096	2018	1.115				9,76%
R1-097	2016	2.246				7,08%
R1-097	2017	2.240				6,81%
R1-097	2018	2.234				7,37%
R1-098	2016	5.390				9,32%
R1-098	2017	5.330				9,90%
R1-098	2018	5.352				9,39%
R1-099	2016	1.824				10,91%
R1-099	2017	1.824				9,72%
R1-099	2018	1.812				9,92%

R1-100	2016	3.817				8,69%
R1-100	2017	3.817				6,57%
R1-100	2018	3.814				8,23%
R1-101	2016	5.189				9,86%
R1-101	2017	5.174				9,25%
R1-101	2018	5.181				8,26%
R1-102	2016	2.394				15,73%
R1-102	2017	2.317				13,27%
R1-102	2018	2.333				11,63%
R1-103	2016	1.993				9,86%
R1-103	2017	2.080				8,59%
R1-103	2018	2.050				7,96%
R1-104	2016	5.612				10,37%
R1-104	2017	5.610				9,99%
R1-104	2018	5.640				10,66%
R1-105	2016	3.531				5,97%
R1-105	2017	3.529				6,19%
R1-105	2018	3.524				5,99%
R1-106	2016	5.796				5,45%
R1-106	2017	5.808				5,24%
R1-106	2018	5.833				5,18%
R1-107	2016	1.913				16,01%
R1-107	2017	1.974				14,94%
R1-107	2018	1.957				18,21%
R1-108	2016	4.921				16,39%
R1-108	2017	4.908				13,39%
R1-108	2018	4.904				10,60%
R1-109	2016	1.020				5,16%
R1-109	2017	1.017				5,45%
R1-109	2018	1.010				6,42%
R1-110	2016	1.295				9,48%
R1-110	2017	1.299				8,91%
R1-110	2018	1.319				7,99%
R1-111	2016	407				12,90%
R1-111	2017	406				13,05%
R1-111	2018	406				6,69%
R1-112	2016	1.595				27,47%
R1-112	2017	1.605				25,98%
R1-112	2018	1.620				23,79%

R1-113	2016	1.996				7,45%
R1-113	2017	1.981				7,26%
R1-113	2018	2.003				7,09%
R1-114	2016	1.195				8,57%
R1-114	2017	1.206				7,61%
R1-114	2018	1.206				10,77%
R1-115	2016	9.834				14,25%
R1-115	2017	9.863				14,96%
R1-115	2018	9.888				15,91%
R1-116	2016	1.390				9,11%
R1-116	2017	1.384				6,51%
R1-116	2018	1.381				5,72%
R1-117	2016	1.276				5,98%
R1-117	2017	1.308				5,00%
R1-117	2018	1.317				3,98%
R1-118	2016	174				6,10%
R1-118	2017	174				6,38%
R1-118	2018	174				6,23%
R1-119	2016	1.116				7,40%
R1-119	2017	1.077				21,35%
R1-119	2018	1.091				11,35%
R1-120	2016	987				5,16%
R1-120	2017	999				4,07%
R1-120	2018	977				7,69%
R1-121	2016	3.645				5,95%
R1-121	2017	3.352				6,34%
R1-121	2018	3.615				5,82%
R1-122	2016	2.752				10,44%
R1-122	2017	2.769				10,34%
R1-122	2018	2.787				9,68%
R1-123	2016	769				9,91%
R1-123	2017	766				10,46%
R1-123	2018	768				10,32%
R1-124	2016	727				10,75%
R1-124	2017	723				8,14%
R1-124	2018	722				6,94%
R1-125	2016	480				16,86%
R1-125	2017	491				22,16%
R1-125	2018	493				25,11%

R1-126	2016	342					15,35%
R1-126	2017	342					5,07%
R1-126	2018	348					10,54%
R1-127	2016	3.857					4,70%
R1-127	2017	3.874					5,60%
R1-127	2018	3.881					5,64%
R1-128	2016	745					7,40%
R1-128	2017	743					-2,10%
R1-128	2018	746					3,86%
R1-129	2016	669					4,53%
R1-129	2017	667					3,96%
R1-129	2018	671					3,13%
R1-130	2017	701					6,54%
R1-130	2018	699					8,84%
R1-131	2016	1.885					5,18%
R1-131	2017	1.881					3,77%
R1-131	2018	1.873					3,89%
R1-132	2016	2.079					6,37%
R1-132	2017	2.088					7,38%
R1-132	2018	2.100					8,18%
R1-133	2016	7.988					21,49%
R1-133	2017	8.172					21,03%
R1-133	2018	8.278					23,11%
R1-134	2016	1.204					4,34%
R1-134	2017	1.210					4,23%
R1-134	2018	1.213					5,10%
R1-135	2017	874					25,90%
R1-135	2018	877					24,27%
R1-136	2016	649					11,05%
R1-136	2017	649					12,98%
R1-136	2018	647					14,79%
R1-137	2016	663					11,82%
R1-137	2017	662					13,39%
R1-137	2018	664					12,08%
R1-138	2016	324					5,42%
R1-138	2017	319					5,27%
R1-138	2018	319					7,78%
R1-139	2016	774					5,52%
R1-139	2017	770					-8,26%

R1-139	2018	767				6,76%
R1-140	2016	2.133				8,78%
R1-140	2017	2.129				9,27%
R1-140	2018	2.139				9,95%
R1-141	2016	786				6,39%
R1-141	2017	784				6,05%
R1-141	2018	785				4,42%
R1-142	2016	4.142				12,02%
R1-142	2017	4.144				10,25%
R1-142	2018	4.152				10,59%
R1-143	2016	2.706				4,50%
R1-143	2017	2.710				4,21%
R1-143	2018	2.719				4,12%
R1-145	2016	261				8,12%
R1-145	2017	6.920				7,95%
R1-145	2018	6.944				7,96%
R1-146	2016	5.762				3,59%
R1-146	2017	5.767				3,91%
R1-146	2018	5.768				3,93%
R1-147	2016	526				-13,29%
R1-147	2017	518				-48,26%
R1-147	2018	517				-26,47%
R1-148	2016	2.078				11,81%
R1-148	2017	2.162				12,19%
R1-148	2018	2.165				14,08%
R1-149	2016	455				20,86%
R1-149	2017	52				22,70%
R1-149	2018	449				21,89%
R1-150	2016	2.576				9,29%
R1-150	2017	2.573				11,55%
R1-150	2018	2.559				12,57%
R1-151	2016	6.255				5,16%
R1-151	2017	6.356				5,30%
R1-151	2018	6.435				5,09%
R1-152	2016	2.288				1,85%
R1-152	2017	2.281				-23,45%
R1-152	2018	2.281				-13,84%
R1-153	2017	553				12,50%
R1-153	2018	1.929				11,99%

R1-154	2016	682				13,15%
R1-154	2017	8				12,13%
R1-154	2018	684				12,24%
R1-155	2016	1.542				7,15%
R1-155	2017	1.542				6,78%
R1-155	2018	1.518				8,32%
R1-156	2016	180				9,52%
R1-156	2017	182				8,95%
R1-156	2018	184				9,08%
R1-157	2016	3.149				3,09%
R1-157	2017	3.151				3,37%
R1-157	2018	3.160				3,36%
R1-158	2016	744				26,95%
R1-158	2017	764				28,81%
R1-158	2018	768				29,77%
R1-159	2016	2.783				3,89%
R1-159	2017	2.788				3,89%
R1-159	2018	2.802				3,50%
R1-160	2016	839				8,39%
R1-160	2017	7				7,56%
R1-160	2018	845				8,93%
R1-161	2016	1.716				12,62%
R1-161	2017	9				10,74%
R1-161	2018	1.727				9,60%
R1-162	2016	262				-2,33%
R1-162	2017	261				2,06%
R1-162	2018	261				4,73%
R1-163	2016	261				11,55%
R1-163	2017	261				8,72%
R1-163	2018	264				9,98%
R1-164	2016	718				5,88%
R1-164	2017	718				5,65%
R1-164	2018	714				5,70%
R1-165	2016	1.786				4,04%
R1-165	2017	1.786				3,76%
R1-165	2018	1.787				3,63%
R1-166	2016	1.154				9,16%
R1-166	2017	1.161				9,85%
R1-166	2018	1.158				10,40%

R1-167	2016	1.161				31,09%
R1-167	2017	1.163				28,08%
R1-167	2018	1.164				28,58%
R1-168	2016	1.174				12,10%
R1-168	2017	1.166				12,46%
R1-168	2018	1.165				14,92%
R1-169	2016	338				9,91%
R1-169	2017	341				-1,79%
R1-169	2018	341				-3,60%
R1-170	2016	332				5,16%
R1-170	2017	334				5,39%
R1-170	2018	335				3,86%
R1-171	2016	1.131				12,78%
R1-171	2017	1.138				13,80%
R1-171	2018	1.133				13,89%
R1-172	2016	609				12,51%
R1-172	2017	630				10,75%
R1-172	2018	629				12,03%
R1-173	2016	308				10,95%
R1-173	2017	307				10,13%
R1-173	2018	307				10,72%
R1-174	2016	14.532				6,74%
R1-174	2017	14.629				6,44%
R1-174	2018	14.586				6,32%
R1-175	2016	4.234				8,98%
R1-175	2017	4.349				7,45%
R1-175	2018	4.426				7,57%
R1-176	2016	1.709				16,41%
R1-176	2017	1.605				20,46%
R1-176	2018	1.727				7,12%
R1-177	2016	1.018				9,61%
R1-177	2017	1.004				8,57%
R1-177	2018	1.004				8,79%
R1-178	2016	221				17,45%
R1-178	2017	221				13,13%
R1-178	2018	218				10,51%
R1-179	2016	2.884				-0,50%
R1-179	2017	2.891				0,60%
R1-179	2018	2.888				5,13%

R1-180	2016	1.672				10,85%
R1-180	2017	1.669				10,37%
R1-180	2018	1.667				10,76%
R1-181	2016	497				10,51%
R1-181	2017	499				9,30%
R1-181	2018	496				8,19%
R1-182	2016	5.523				20,49%
R1-182	2017	5.381				12,16%
R1-182	2018	5.379				9,20%
R1-183	2016	277				4,26%
R1-183	2017	277				-12,44%
R1-183	2018	277				10,31%
R1-184	2016	247				4,93%
R1-184	2017	247				7,69%
R1-184	2018	247				5,95%
R1-185	2016	323				4,51%
R1-185	2017	21				-7,12%
R1-185	2018	318				-5,61%
R1-186	2016	493				13,00%
R1-186	2017	476				13,24%
R1-186	2018	496				12,06%
R1-187	2016	291				4,15%
R1-187	2017	293				4,06%
R1-187	2018	296				4,03%
R1-188	2016	394				7,95%
R1-188	2017	394				6,75%
R1-188	2018	396				7,77%
R1-190	2016	2.202				10,33%
R1-190	2017	2.243				8,56%
R1-190	2018	2.260				9,75%
R1-191	2016	4.199				9,51%
R1-191	2017	4.220				8,41%
R1-191	2018	4.254				8,61%
R1-192	2016	560				15,32%
R1-192	2017	580				12,57%
R1-192	2018	554				11,49%
R1-193	2016	436				6,32%
R1-193	2017	437				5,59%
R1-193	2018	436				7,65%

R1-194	2016	1.369				3,27%
R1-194	2017	1.379				3,55%
R1-194	2018	1.380				5,55%
R1-195	2016	557				5,98%
R1-195	2017	564				4,49%
R1-195	2018	561				3,70%
R1-196	2016	6.084				7,83%
R1-196	2017	6.105				12,26%
R1-196	2018	6.110				6,19%
R1-197	2016	331				9,23%
R1-197	2017	340				7,17%
R1-197	2018	328				7,28%
R1-198	2016	524				9,96%
R1-198	2017	526				8,19%
R1-198	2018	523				8,93%
R1-199	2016	6.790				-4,69%
R1-199	2017	6.790				6,99%
R1-199	2018	6.797				2,92%
R1-200	2016	1.264				7,90%
R1-200	2017	1.270				7,02%
R1-200	2018	1.269				5,57%
R1-201	2016	3.360				13,47%
R1-201	2017	3.386				12,24%
R1-201	2018	3.387				12,21%
R1-202	2016	490				-26,54%
R1-202	2017	495				-9,10%
R1-202	2018	499				3,98%
R1-203	2016	2.319				10,54%
R1-203	2017	2.308				10,21%
R1-203	2018	2.300				9,59%
R1-204	2016	4.300				9,09%
R1-204	2017	4.297				8,26%
R1-204	2018	4.301				8,85%
R1-205	2018	1				-7,77%
R1-206	2016	509				8,58%
R1-206	2017	507				8,93%
R1-206	2018	509				11,42%
R1-207	2016	593				4,24%
R1-207	2017	591				4,13%

R1-207	2018	589				4,93%
R1-208	2016	596				16,71%
R1-208	2017	595				15,70%
R1-208	2018	598				17,41%
R1-210	2016	2.880				11,11%
R1-210	2017	2.858				8,68%
R1-210	2018	2.861				7,83%
R1-211	2016	2.428				16,63%
R1-211	2017	2.432				14,39%
R1-211	2018	2.434				15,30%
R1-213	2016	607				10,38%
R1-213	2017	600				4,29%
R1-213	2018	601				5,14%
R1-214	2016	323				4,84%
R1-214	2017	326				4,94%
R1-214	2018	329				5,18%
R1-215	2016	389				12,29%
R1-215	2017	391				9,67%
R1-215	2018	389				9,59%
R1-216	2016	888				11,12%
R1-216	2017	906				13,35%
R1-216	2018	868				15,70%
R1-217	2016	579				7,84%
R1-217	2017	570				9,46%
R1-217	2018	565				8,65%
R1-218	2016	1.116				5,72%
R1-218	2017	1.054				12,53%
R1-218	2018	1.296				2,18%
R1-220	2016	823				13,07%
R1-220	2017	828				10,86%
R1-220	2018	828				11,97%
R1-221	2016	2.160				14,12%
R1-221	2017	2.170				16,15%
R1-221	2018	2.179				15,82%
R1-222	2016	1.779				11,88%
R1-222	2017	1.797				6,95%
R1-222	2018	1.806				10,68%
R1-223	2016	3.072				9,47%
R1-223	2017	2.954				9,75%

R1-223	2018	2.993				9,50%
R1-224	2016	236				5,24%
R1-224	2017	242				-8,06%
R1-224	2018	242				18,77%
R1-225	2016	468				8,42%
R1-225	2017	469				9,80%
R1-225	2018	472				11,04%
R1-226	2016	709				11,04%
R1-226	2017	707				14,64%
R1-226	2018	702				15,73%
R1-227	2016	4.883				6,99%
R1-227	2017	4.897				6,66%
R1-227	2018	4.944				6,59%
R1-228	2016	382				13,29%
R1-228	2017	385				10,98%
R1-228	2018	382				14,56%
R1-229	2016	175				8,53%
R1-229	2017	176				6,98%
R1-229	2018	174				1,67%
R1-231	2016	706				10,33%
R1-231	2017	711				9,08%
R1-231	2018	713				8,59%
R1-232	2016	2.705				5,52%
R1-232	2017	2.720				5,90%
R1-232	2018	2.737				5,17%
R1-233	2016	1.823				10,04%
R1-233	2017	1.797				10,23%
R1-233	2018	1.806				9,44%
R1-234	2016	1.115				10,44%
R1-234	2017	1.127				8,04%
R1-234	2018	1.131				6,86%
R1-236	2016	2.136				3,16%
R1-236	2017	2.139				4,71%
R1-236	2018	2.156				4,67%
R1-237	2016	2.018				7,32%
R1-237	2017	2.016				6,67%
R1-237	2018	2.023				6,72%
R1-238	2016	437				9,90%
R1-238	2017	438				9,05%

R1-238	2018	436				8,44%
R1-239	2016	1.235				10,47%
R1-239	2017	1.237				9,92%
R1-239	2018	1.237				10,36%
R1-240	2016	637				10,04%
R1-240	2017	637				9,24%
R1-240	2018	651				8,92%
R1-241	2016	923				9,74%
R1-241	2017	944				12,49%
R1-241	2018	938				8,45%
R1-242	2016	471				9,15%
R1-242	2017	469				8,62%
R1-242	2018	470				6,31%
R1-243	2016	445				10,49%
R1-243	2017	446				10,07%
R1-243	2018	445				5,94%
R1-244	2016	335				8,64%
R1-244	2017	334				6,83%
R1-244	2018	342				5,89%
R1-245	2016	301				12,38%
R1-245	2017	303				12,12%
R1-245	2018	306				13,75%
R1-246	2016	812				7,21%
R1-246	2017	809				7,55%
R1-246	2018	805				6,33%
R1-247	2016	1.027				5,15%
R1-247	2017	1.030				4,14%
R1-247	2018	1.028				4,19%
R1-248	2016	1.853				15,64%
R1-248	2017	1.824				12,01%
R1-248	2018	1.826				15,04%
R1-249	2016	384				12,63%
R1-249	2017	390				12,89%
R1-249	2018	387				5,79%
R1-250	2016	1.643				9,92%
R1-250	2017	1.660				12,38%
R1-250	2018	1.673				9,48%
R1-251	2016	878				3,97%
R1-251	2017	873				4,77%

R1-251	2018	887				4,86%
R1-252	2016	215				7,44%
R1-252	2017	216				6,65%
R1-252	2018	219				5,67%
R1-253	2016	2.283				16,65%
R1-253	2017	2.270				18,75%
R1-253	2018	2.272				14,01%
R1-254	2016	2.356				4,81%
R1-254	2017	2.356				7,29%
R1-254	2018	2.358				7,79%
R1-255	2016	1.008				11,77%
R1-255	2017	1.009				10,57%
R1-255	2018	1.013				9,67%
R1-256	2016	7.992				7,66%
R1-256	2017	8.043				8,01%
R1-256	2018	8.060				7,57%
R1-257	2016	4.460				12,51%
R1-257	2017	4.499				12,14%
R1-257	2018	4.499				8,92%
R1-258	2016	522				0,67%
R1-258	2017	523				17,92%
R1-258	2018	514				20,08%
R1-259	2016	297				5,85%
R1-259	2017	299				5,65%
R1-259	2018	302				6,56%
R1-260	2017	1.348				31,05%
R1-260	2018	1.353				12,60%
R1-261	2016	1.537				9,64%
R1-261	2017	1.532				8,14%
R1-261	2018	1.530				8,49%
R1-262	2016	2.930				9,96%
R1-262	2017	2.918				9,55%
R1-262	2018	2.898				9,22%
R1-264	2016	3.846				14,31%
R1-264	2017	3.894				11,15%
R1-264	2018	3.920				9,90%
R1-265	2016	410				8,13%
R1-265	2017	415				8,27%
R1-265	2018	408				8,54%

R1-266	2016	461				7,67%
R1-266	2017	474				8,42%
R1-266	2018	486				7,63%
R1-267	2016	139				19,05%
R1-267	2017	139				11,88%
R1-267	2018	139				11,73%
R1-268	2017	4.742				6,78%
R1-268	2018	4.646				6,67%
R1-269	2016	219				5,38%
R1-269	2017	219				5,13%
R1-269	2018	225				5,29%
R1-270	2016	813				13,26%
R1-270	2017	835				11,80%
R1-270	2018	832				13,15%
R1-271	2016	246				22,42%
R1-271	2017	246				20,89%
R1-271	2018	243				18,55%
R1-272	2016	1.400				21,39%
R1-272	2017	1.415				21,46%
R1-272	2018	1.433				20,00%
R1-273	2016	1.087				5,33%
R1-273	2018	1.103				5,43%
R1-274	2018	404				8,64%
R1-275	2016	737				9,57%
R1-275	2017	733				9,40%
R1-275	2018	725				11,48%
R1-276	2016	195				14,91%
R1-276	2017	190				9,61%
R1-276	2018	193				11,14%
R1-277	2016	1.028				14,43%
R1-277	2017	1.014				11,48%
R1-277	2018	1.012				13,49%
R1-278	2016	6.023				3,77%
R1-278	2017	6.026				3,65%
R1-278	2018	6.141				3,87%
R1-279	2018	1.307				100,00%
R1-281	2016	1.184				6,93%
R1-281	2017	1.216				2,02%
R1-281	2018	1.229				-6,09%

R1-282	2016	740				11,72%
R1-282	2017	737				14,45%
R1-282	2018	738				12,93%
R1-283	2016	2.408				14,44%
R1-283	2017	7				15,97%
R1-283	2018	2.406				18,63%
R1-284	2016	617				15,27%
R1-284	2017	618				16,55%
R1-284	2018	623				11,75%
R1-285	2016	2.990				11,14%
R1-285	2017	3.038				12,88%
R1-285	2018	3.025				12,28%
R1-286	2016	491				13,49%
R1-286	2017	491				12,68%
R1-286	2018	490				14,21%
R1-287	2016	499				-28,97%
R1-287	2017	498				-23,72%
R1-287	2018	499				-101,69%
R1-288	2016	310				15,18%
R1-288	2017	307				18,30%
R1-288	2018	305				19,96%
R1-289	2016	503				12,86%
R1-289	2017	538				12,38%
R1-289	2018	541				-38,14%
R1-290	2016	1.673				9,94%
R1-290	2017	1.659				6,97%
R1-290	2018	1.657				5,18%
R1-291	2016	341				16,39%
R1-291	2017	343				8,35%
R1-291	2018	341				14,41%
R1-293	2016	151				5,80%
R1-293	2017	150				4,80%
R1-293	2018	148				7,86%
R1-294	2016	20.957				2,42%
R1-294	2017	21.084				2,09%
R1-294	2018	21.124				2,30%
R1-295	2016	858				5,92%
R1-295	2017	855				6,54%
R1-295	2018	863				8,56%

R1-296	2016	869				8,74%
R1-296	2017	992				2,65%
R1-296	2018	1.004				-2,29%
R1-297	2017	193				-30,91%
R1-297	2018	194				-1,86%
R1-298	2016	405				7,33%
R1-298	2017	400				4,87%
R1-298	2018	403				5,58%
R1-299	2016	11.922.975				9,84%
R1-299	2017	12.004.599				9,40%
R1-299	2018	12.064.730				9,65%
R1-301	2016	1.371				15,02%
R1-301	2017	1.372				17,41%
R1-301	2018	1.370				18,60%
R1-302	2016	768				5,72%
R1-302	2017	771				4,49%
R1-302	2018	771				5,37%
R1-304	2016	1.453				23,46%
R1-304	2017	1.482				13,09%
R1-304	2018	1.106				20,26%
R1-305	2016	337				10,25%
R1-305	2017	347				12,00%
R1-305	2018	348				13,43%
R1-306	2016	1.436				13,70%
R1-306	2017	1.437				14,29%
R1-306	2018	1.442				13,20%
R1-307	2016	388				8,72%
R1-307	2017	387				3,97%
R1-307	2018	386				4,43%
R1-309	2016	716				12,26%
R1-309	2017	713				12,70%
R1-309	2018	713				4,09%
R1-310	2016	65				7,35%
R1-310	2017	67				5,31%
R1-310	2018	68				6,43%
R1-313	2016	164				13,81%
R1-313	2017	162				-1,84%
R1-313	2018	160				4,76%
R1-314	2017	668				9,01%

R1-314	2018	659				6,71%
R1-317	2016	1.660				6,18%
R1-317	2017	1.678				7,29%
R1-317	2018	1.682				7,90%
R1-319	2016	989				10,82%
R1-319	2017	985				8,67%
R1-319	2018	978				10,22%
R1-320	2016	840				8,58%
R1-320	2017	832				7,33%
R1-320	2018	829				6,33%
R1-323	2016	1.441				6,95%
R1-323	2017	1.441				7,70%
R1-323	2018	1.443				7,25%
R1-325	2016	1.832				12,39%
R1-325	2017	1.849				15,23%
R1-325	2018	1.842				12,01%
R1-326	2016	221				3,79%
R1-326	2017	217				1,72%
R1-326	2018	217				9,41%
R1-327	2016	677				6,04%
R1-327	2017	684				14,72%
R1-327	2018	686				16,45%
R1-329	2016	1.411				7,66%
R1-329	2017	1.374				14,22%
R1-329	2018	1.368				7,31%
R1-330	2016	289				2,62%
R1-330	2017	300				2,61%
R1-330	2018	289				2,41%
R1-335	2017	902				33,15%
R1-335	2018	895				21,33%
R1-336	2016	46				18,31%
R1-336	2017	46				9,16%
R1-337	2018	154				54,63%
R1-338	2016	434				11,60%
R1-338	2017	434				4,55%
R1-338	2018	441				7,46%
R1-339	2016	182				
R1-339	2017	377				
R1-339	2018	381				

R1-340	2016	489				12,54%
R1-340	2017	488				14,18%
R1-340	2018	496				12,93%
R1-341	2016	301				16,49%
R1-341	2017	299				17,61%
R1-341	2018	298				18,30%
R1-342	2016	4.448				14,49%
R1-342	2017	4.452				14,23%
R1-342	2018	4.468				13,38%
R1-343	2016	674				13,25%
R1-343	2017	671				8,00%
R1-343	2018	668				-6,74%
R1-344	2016	867				-5,01%
R1-344	2017	862				3,18%
R1-344	2018	858				3,42%
R1-345	2016	508				17,78%
R1-345	2017	502				13,99%
R1-345	2018	513				15,31%
R1-346	2016	1.408				16,27%
R1-346	2017	1.405				10,40%
R1-346	2018	1.401				8,75%
R1-347	2016	462				5,85%
R1-347	2017	443				5,30%
R1-347	2018	443				5,21%
R1-348	2016	157				6,63%
R1-348	2017	157				4,60%
R1-348	2018	158				5,51%
R1-349	2017	327				9,09%
R1-349	2018	330				5,88%
R1-350	2016	545				10,62%
R1-350	2017	549				15,69%
R1-350	2018	560				11,09%
R1-351	2016	489				8,28%
R1-351	2017	492				12,57%
R1-351	2018	492				7,47%
R1-352	2016	327				4,79%
R1-352	2017	319				-10,33%
R1-352	2018	314				-18,38%
R1-353	2016	1.019				10,45%

R1-353	2017	5					11,30%
R1-353	2018	1.019					9,52%
R1-354	2016	264					10,49%
R1-354	2018	259					10,25%
R1-355	2016	327					8,20%
R1-355	2018	328					10,72%
R1-356	2016	150					100,00%
R1-356	2017	149					16,77%
R1-356	2018	151					30,44%
R1-357	2016	443					17,37%
R1-357	2017	446					14,63%
R1-357	2018	450					12,68%
R1-358	2016	387					22,06%
R1-358	2017	391					21,76%
R1-358	2018	384					19,52%
R1-359	2016	275					0,90%
R1-359	2017	272					-0,10%
R1-359	2018	272					3,40%
R1-360	2017	1.815					24,91%
R1-360	2018	1.814					21,74%
R1-361	2016	16					100,00%
R1-361	2017	148					74,42%
R1-361	2018	149					0,01%
R1-362	2016	321					13,35%
R1-362	2017	331					14,74%
R1-362	2018	330					11,87%
R1-363	2016	21					2,59%
R1-363	2017	22					2,19%
R1-363	2018	23					1,85%
R1-364	2016	141					1,78%
R1-364	2017	3					1,76%
R1-364	2018	168					1,45%
R1-365	2016	260					10,94%
R1-365	2017	317					10,00%
R1-365	2018	345					8,63%

ANEXO II. COEFICIENTES CZ' POR DISTRIBUIDORA

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-001	I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U.	0,00870
R1-002	UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.	0,00842
R1-003	BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO ASTURIANAS, S.A.	0,01006
R1-005	VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	0,01184
R1-008	HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.	0,00558
R1-009	ELÉCTRICA CONQUENSE DISTRIBUCIÓN, S.A.U.	0,00087
R1-014	AGRI-ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	0,02113
R1-015	BASSOLS ENERGIA S.A.	0,01797
R1-016	ELECTRA CALDENSE, S.A.	0,01275
R1-017	MAESTRAZGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	0,02578
R1-018	ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.	0,01166
R1-019	ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A.	0,01485
R1-020	PEUSA DISTRIBUCIÓN S.L.U.	0,01761
R1-021	SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	0,00000
R1-022	CENTRAL ELÉCTRICA SESTELO Y CIA, S.A.	0,01536
R1-023	HIDROELÉCTRICA DEL GUADIELA I, S.A.	0,02385
R1-024	COOPERATIVA ELÉCTRICA ALBORENSE, S.A.	0,03202
R1-025	INPECUARIAS POZOBLANCO, S.L.	0,01530
R1-026	ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S, L, UNIPERSONAL	0,01428
R1-027	COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	0,00000
R1-028	MEDINA GARVEY ELECTRICIDAD, S.L.U,	0,01917
R1-029	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL SIL, S.L.	0,02784
R1-030	EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A.U,	0,00000

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-031	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉCTRICA ENRIQUE GARCÍA SERRANO, S.L.	0,03202
R1-032	RELKIA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD S.L.	0,03199
R1-033	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CREVILLEN, S.L.U,	0,01261
R1-034	ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)	0,00000
R1-035	ELÉCTRICA DEL OESTE DISTRIBUCIÓN S.L.U.	0,02840
R1-036	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA BERMEJALES, S.L.	0,02398
R1-037	CARDENER DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U.	0,01421
R1-038	ELÉCTRICA SEROSENSE DISTRIBUIDORA, S.L.	0,02126
R1-039	HIDROELÉCTRICA DE LARACHA, S.L.	0,01343
R1-040	SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUI DISTRIBUIDORA, S.L.U.	0,01547
R1-041	ELECTRA ALTO MIÑO DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA, S.L.	0,01285
R1-042	UNIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ELECTRICIDAD, S.A. (UDESА)	0,02309
R1-043	ANSELMO LEÓN DISTRIBUCIÓN, S.L.	0,01563
R1-044	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.	0,01285
R1-045	ELECTRA DE AUTOL, S.A.	0,01285
R1-046	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA TENTUDIA, S.L.U	0,03202
R1-047	DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DON BENITO, S.L.U.	0,01285
R1-048	LA PROHIDA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	0,01467
R1-049	ELÉCTRICAS PITARCH DISTRIBUCIÓN SLU	0,02336
R1-050	HIJOS DE JACINTO GUILLEN DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA, S.L.U.	0,02059
R1-051	JUAN DE FRUTOS GARCÍA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	0,03202
R1-052	LERSA ELECTRICITAT, S.L.	0,02241
R1-053	DIELESUR, S.L.	0,01822

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-054	ENERGÍA DE MIAJADAS, S.A.	0,02038
R1-055	ELÉCTRICA DE BARBASTRO S.A.	0,01285
R1-056	VALL DE SÓLLER ENERGÍA, S.L.U.	0,01432
R1-057	ROMERO CANDAU, S.L.	0,01285
R1-058	HIDROELÉCTRICA DE SILLEDA, S.L.	0,01460
R1-059	GRUPO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE BINEFAR Y COMARCA, S,COOP,, R, L,	0,01139
R1-060	ALGINET DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U.	0,01273
R1-061	OÑARGI, S.L.	0,01285
R1-062	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA S.L.	0,03193
R1-063	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CATRALENSE, S.L.U.	0,01264
R1-064	ELECTRA DE CARBAYIN, S.A.	0,01619
R1-065	ELÈCTRICA DE GUIXÉS, S.L.	0,02840
R1-066	ELÉCTRICA VAQUER, S.A.	0,01285
R1-067	HERMANOS CABALLERO REBOLLO, S.L.	0,03202
R1-068	COMPAÑÍA DE ELECTRIFICACIÓN, S.L.	0,01275
R1-069	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MELÓN, S.L.	0,02987
R1-070	ELECTRA DE CABALAR, S.L.	0,02676
R1-071	ELECTRA DEL GAYOSO, S.L.	0,03202
R1-072	ELECTRA DEL NARAHIO, S.A.	0,03033
R1-073	ELÉCTRICA DE BARCIADEMERA, S.L.	0,03202
R1-074	ELÉCTRICA DE CABAÑAS, S.L.	0,03202
R1-075	ELÉCTRICA DE GRES, S.L.	0,01111
R1-076	ELÉCTRICA DE MOSCOSO, S.L.	0,03202
R1-077	ELÉCTRICA CORVERA, S.L.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-078	FUCIÑOS RIVAS, S.L.	0,01415
R1-079	ELÉCTRICA LOS MOLINOS, S.L.	0,01013
R1-080	HIDROELÉCTRICA DEL ARNEGO, S.L.	0,03078
R1-081	SAN MIGUEL 2000 DISTRIBUCIÓN, S.L.S.U.	0,03202
R1-082	SUCESORES DE MANUEL LEIRA, S.L.	0,03179
R1-083	BERRUEZA, S.A.	0,02087
R1-084	BLAZQUEZ, S.L.	0,03202
R1-085	CENTRAL ELÉCTRICA MITJANS, S.L.	0,02343
R1-086	CENTRAL ELÉCTRICA SAN FRANCISCO, S.L.	0,03202
R1-087	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LAS MERCEDES, S.L.	0,03202
R1-088	ELÉCTRICA DE CANILES, S.L.	0,01285
R1-089	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE RELLEU S, L.	0,03202
R1-090	ADURIZ DISTRIBUCIÓN, S.L.	0,01739
R1-091	ELECTRA AVELLANA, S.L.	0,02658
R1-092	ELECTRA CASTILLEJENSE, S.A.	0,03194
R1-093	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.	0,01030
R1-094	ELECTRA SAN CRISTOBAL, S.L.	0,01285
R1-095	ELÉCTRICA BELMEZANA, S.A.	0,03202
R1-096	ELÉCTRICA LA VICTORIA DE FUENCALIENTE, S.A.	0,03202
R1-097	ELÉCTRICA LOS PELAYOS, S.A.	0,01030
R1-098	ENERGÍA ELÉCTRICA DE OLVERA SLU	0,01478
R1-099	ELECTRICITAT LA AURORA, S.L.	0,03083
R1-100	ELECTRO DISTRIBUCIÓN DE ALMODÓVAR DEL CAMPO, S.A.	0,03202
R1-101	ELECTRO MOLINERA DE VALMADRIGAL, S.L.	0,02828

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-102	EMPRESA DE ELECTRICIDAD SAN JOSÉ, S.A.	0,01285
R1-103	SAN CIPRIANO DE RUEDA DISTRIBUCIÓN, S.L.	0,01631
R1-104	HIDROELÉCTRICA VIRGEN DE CHILLA, S.L.	0,01285
R1-105	LA ERNESTINA ENERGÍA, S.L.	0,01285
R1-106	DIELENOR, S.L.	0,01285
R1-107	DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES	0,01055
R1-108	ENERGÉTICA DE ALCOCER, S.L.U.	0,02070
R1-109	INPECUARIAS VILLARALTO S.L.	0,03202
R1-110	GRACIA UNZUETA HIDALGO E HIJOS, S.L.	0,03202
R1-111	AURORA GINER REIG, S.L.	0,03202
R1-112	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE ARDALES, S.L.	0,03202
R1-113	ELECTRA SIERRA MAGINA, S.L.	0,01285
R1-114	ELÉCTRICA HERMANOS CASTRO RODRIGUEZ, S.L.	0,01030
R1-115	HIDROELÉCTRICA VEGA, S.A.	0,01589
R1-116	HIJO DE JORGE MARTIN, S.A.	0,03202
R1-117	JOSÉ RIPOLL ALBANELL S.L.	0,03202
R1-118	JOSEFA GIL COSTA, S.L.	0,03202
R1-119	LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.	0,01030
R1-120	SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE ELORRIO, S.A.	0,01285
R1-121	SOCIEDAD ELÉCTRICA NTRA, SRA, DE LOS DESAMPARADOS, S, L,	0,03125
R1-122	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE GAUCIN, S.L.	0,03193
R1-123	ELECTRA ÁLVARO BENITO, S.L.	0,02865
R1-124	ELÉCTRICA CAMPOSUR, S.L.	0,02507
R1-125	ELÉCTRICA DE ERISTE, S.L.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-126	ELECTRICIDAD HIJATE, S.L.	0,01030
R1-127	JUAN N, DÍAZ GÁLVEZ Y HERMANOS, S.L.	0,01285
R1-128	ELÉCTRICA DE CHERA S,C,V,	0,03202
R1-129	HIDROELÉCTRICA GÓMEZ, S.L.	0,03202
R1-130	HIDROELÉCTRICA DE ALARAZ, S.L.	0,03202
R1-131	ISMAEL BIOSCA, S.L.	0,03202
R1-132	ELÉCTRICA SAN SERVÁN, S.L.	0,01285
R1-133	HIDROELÉCTRICA EL CARMEN, S.L.	0,02340
R1-134	ELECTRA LA LOMA, S.L.	0,03071
R1-135	ELECTRA LA ROSA, S.L.	0,02367
R1-136	ELÉCTRICA SAN GREGORIO, S.L.	0,03202
R1-137	HEREDEROS DE GARCÍA BAZ, S.L.	0,03202
R1-138	SIERRO DE ELECTRICIDAD, S, L,	0,03202
R1-139	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARÍN, S.L.	0,03202
R1-140	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA CARRIÓN, S.L.	0,03202
R1-141	HELIODORA GÓMEZ, S.A.	0,01340
R1-142	LUIS RANGEL Y HNOS, S.A.	0,03202
R1-143	SERVILIANO GARCÍA, S.A.	0,02680
R1-145	ELÉCTRICA DE CALLOSA DE SEGURA S.V.L.	0,01285
R1-146	JOSÉ FERRE SEGURA E HIJOS, S.R.L.	0,01285
R1-147	ELECTRA JOSÉ ANTONIO MARTINEZ, S.L.	0,02412
R1-148	ELECTRICIDAD PASTOR, S.L.	0,03202
R1-149	HIJOS DE FELIPE GARCÍA ALVAREZ, S.L.	0,03202
R1-150	COELCA REDES, S.L.U.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-151	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA ALBATERENSE NUESTRA SEÑORA DE LA LUZ, S.L.U.	0,01261
R1-152	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MELIANA, S.L.U.	0,03201
R1-153	COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELÉCTRICO DE CAMPRODON S.C.C.L.	0,03202
R1-154	ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA DISTRIBUIDORA, S.L.U.	0,03202
R1-155	VINALESIA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA, S.L.U.	0,01285
R1-156	ELÉCTRICA DE DURRO, S.L.	0,01030
R1-157	ELÉCTRICA DE GUADASUAR DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	0,01279
R1-158	DISELSOT, S.L.U.	0,03202
R1-159	ELÉCTRICA DE BIAR DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	0,01274
R1-160	EDFA CASABLANCA DISTRIBUIDORA S.L.U.	0,03202
R1-161	FLUIDO ELÉCTRICO MUSEROS DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U,	0,03202
R1-162	DELGICHI, S.L.	0,01030
R1-163	DIELEC GUERRERO LORENTE, S.L.	0,03202
R1-164	DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD VALLE DE SANTA ANA SL	0,01030
R1-165	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA GRANJA DE TORREHERMOSA, S.L.	0,03202
R1-166	ELÉCTRICA SANTA CLARA, S.L.	0,02986
R1-167	EMPRESA ELÉCTRICA MARTIN SILVA POZO, S.L.	0,03202
R1-168	HIDROELÉCTRICA SAN BUENAVENTURA, S.L.	0,03202
R1-169	HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA, S.L.	0,01030
R1-170	HIJOS DE CASIANO SANCHEZ, S.L.	0,03202
R1-171	SOCIEDAD ELÉCTRICA JEREZ DEL MARQUESADO S.A.	0,03202
R1-172	SUMINISTROS ELÉCTRICOS DE AMIEVA, S.L.	0,03202
R1-173	HIDROELÉCTRICA DOMÍNGUEZ, S.L.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-174	ELECTRA CONILENSE, S.L. UNIPERSONAL	0,01285
R1-175	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS PORTILLO, S.L.	0,02093
R1-176	ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	0,01414
R1-177	ELÉCTRICA LOS LAURELES, S.L.	0,03202
R1-178	ELÉCTRICA SAN JOSE OBRERO, S.L.	0,03202
R1-179	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A.	0,01449
R1-180	CASIMIRO MARCIAL CHACÓN E HIJOS, S.L.	0,02610
R1-181	ELÉCTRICA MORO BENITO, S.L.	0,03202
R1-182	FUENTES Y COMPAÑÍA, S.L.	0,01845
R1-183	LA ELÉCTRICA DE VALL DE EBO, S.L.	0,03202
R1-184	ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.	0,03202
R1-185	DISTRIBUCIONES DE ENERGIA ELÉCTRICA DEL NOROESTE, S.L.	0,03202
R1-186	ELECTRA DE ZAS, S.L.	0,03202
R1-187	HIDROELÉCTRICA DEL CABRERA, S.L.	0,03202
R1-188	ELECTRICIDAD LA ASUNCIÓN, S.L.	0,03202
R1-190	SOCIEDAD ELÉCTRICA DE RIBERA DEL FRESNO, S.L.	0,01285
R1-191	ALSET ELÉCTRICA, S.L.	0,02094
R1-192	ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.	0,02888
R1-193	ELECTRA VALDIVIELSO S.A.U.	0,03202
R1-194	EMPRESA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO, S.L.	0,02476
R1-195	ELÉCTRICA ABENGIBRENSE DISTRIBUCIÓN, S.L.	0,03202
R1-196	ELÉCTRICA DE LA SERRANÍA DE RONDA S L	0,03202
R1-197	EBROFANAS, S.L.	0,02255
R1-198	ELÉCTRICA SAGRADO CORAZÓN DE JESÚS, S.L.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-199	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA MONESTERIO, S.L.U,	0,02346
R1-200	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA BRAVO SÁEZ, S.L.	0,03202
R1-201	ELÉCTRICA NUESTRA SEÑORA DE LOS SANTOS, S.L.	0,01285
R1-202	MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.	0,03202
R1-203	VARGAS Y COMPAÑÍA ELECTRO HARINERA SAN RAMÓN, S.A.	0,01285
R1-204	AYUNTAMIENTO DE SANTA COMBA	0,01284
R1-205	ICASA DISTRIBUCIÓN ENERGÍA, S.L.	0,01285
R1-206	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DEL ERIA, S.L.	0,03202
R1-207	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA ISABA, S.L.U.	0,03202
R1-208	ENERFRIAS S.L.	0,03202
R1-210	CENTRAL ELÉCTRICA SAN ANTONIO, S.L.	0,01284
R1-211	ELECTRA CUNTIENSE, S.L.	0,03202
R1-213	ELÉCTRICAS DE BENUZA, S.L.	0,03202
R1-214	RODALEC, S.L.	0,03202
R1-215	ELÉCTRICA DEL HUEBRA, S.L.	0,03202
R1-216	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE NAVASFRIAS S.L.	0,03202
R1-217	ELÉCTRICA MESTANZA R,V, S.L.	0,03202
R1-218	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.	0,00719
R1-220	ELÉCTRICA DE CANTOÑA S.L.	0,02520
R1-221	ELÉCTRICA GILENA, S.L.U,	0,01285
R1-222	ENERGÍAS DE PANTICOSA S.L.	0,03202
R1-223	HEREDEROS DE EMILIO GAMERO, S.L.	0,01285
R1-224	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MONTOLIU, S.L. U,	0,03202
R1-225	ELÉCTRICA BAÑESA, S.L.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-226	GLORIA MARISCAL, S.L.	0,03202
R1-227	RUIZ DE LA TORRE, S.L.	0,01285
R1-228	LUZ DE CELA, S.L.	0,03202
R1-229	ELÉCTRICA SAN MARCOS, S.L.	0,01030
R1-231	ELÈCTRICA CURÓS, S.L.	0,02745
R1-232	ELECTRA VALDIZARBE DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	0,02598
R1-233	ELÉCTRICA LATORRE, S.L.	0,03202
R1-234	ELÉCTRICA DE CASTRO CALDELAS S.L.	0,02929
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO, S.L.	0,03062
R1-237	MONTESLUZ DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	0,00000
R1-238	EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.	0,01030
R1-239	SALTOS DEL CABRERA, S.L.	0,03202
R1-240	DISTRIBUCIÓN ENERGIA ELÉCTRICA DE PARCENT, S.L.	0,03202
R1-241	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉCTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.	0,03202
R1-242	CENTRAL ELÉCTRICA INDUSTRIAL, S.L.U.	0,02805
R1-243	HIDROELÉCTRICA EL CERRAJÓN, S.L.	0,03202
R1-244	HIDROELÉCTRICA JOSÉ MATANZA GARCÍA, S.L.	0,02986
R1-245	DECAIL ENERGÍA, S.L.	0,03202
R1-246	FELIPE BLÁZQUEZ, S.L.	0,03202
R1-247	INPECUARIAS TORRECAMPO S.L.	0,01030
R1-248	E, SAAVEDRA, S.A.	0,03121
R1-249	JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.	0,03202
R1-250	LUZ ELÉCTRICA LOS MOLARES S.L.	0,03202
R1-251	SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-252	HEREDEROS DE CARLOS OLTRA, S.L.	0,03202
R1-253	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE FÉREZ, S.L.	0,01674
R1-254	ELECTRA SALTEA, S.L.U.	0,02469
R1-255	ELÉCTRICAS SANTA LEONOR, S.L.	0,03202
R1-256	EMDECORIA, S.L.	0,01285
R1-257	HIJOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.	0,03202
R1-258	HIDROENERGÉTICA DE MILLARES, S.L.	0,03202
R1-259	MUNICIPAL ELÉCTRICA VILORIA, S.L.	0,03202
R1-260	ELECTRA LA HONORINA, S.L.	0,03202
R1-261	ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.	0,03189
R1-262	ELÉCTRICA DEL GUADALFEO, S.L.	0,03034
R1-264	ELÉCTRICA SANTA MARTA Y VILLALBA, S.L.	0,01297
R1-265	HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA, VENTA DE BAÑOS S.L.	0,02920
R1-266	HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.	0,03202
R1-267	ELÉCTRICA DE VER, S.L.	0,01030
R1-268	ELECTRADISTRIBUCIÓN CENTELLES, S.L. UNIPERSONAL	0,00679
R1-269	MANUEL ROBRES CELADES, S.L.U.	0,03202
R1-270	ELECTRA DEL FOXO, S.L.	0,03202
R1-271	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE ALCOLECHA, S.L.	0,03202
R1-272	LUZ ELÉCTRICA DE ALGAR, S.L.U,	0,03202
R1-273	EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELÈCTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.	0,03202
R1-274	ELEC VALL DE BOI, S.L.	0,00000
R1-275	ELÉCTRICA DE VALDRIZ, S.L.	0,02801

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-276	IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.	0,01030
R1-277	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA NIEBLA, S.L.	0,01030
R1-278	TOLARGI, S.L.	0,01285
R1-279	ELECTRICA DEL MONTSEC, S.L.	0,03202
R1-281	ELECTRO SALLEN DE GALLEGOS, S.L.	0,03202
R1-282	ELÉCTRICA DE CATOIRA, S.L.U,	0,03202
R1-283	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EL POZO DEL TÍO RAIMUNDO, S.L.U.	0,03202
R1-284	AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.	0,03202
R1-285	ENERGÍAS DE BENASQUE, S.L.	0,03202
R1-286	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DE POZUELO, S.A.	0,03202
R1-287	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CASAS DE LÁZARO, S.A.	0,03202
R1-288	DISTRIBUCIONES ALNEGA, S.L.	0,03202
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.	0,03202
R1-290	ELÉCTRICA DE ALBERGUERIA, S.A.	0,03021
R1-291	EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.	0,03202
R1-293	HIDROELÉCTRICA COTO MINERO DISTRIBUCIÓN, S.L.U,	0,01030
R1-294	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.	0,00001
R1-295	INDUSTRIAL BARCALESA, S.L.	0,01506
R1-296	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATÀRREC S.L.	0,03202
R1-297	ELECTRA ORBAICETA, S.L.	0,01030
R1-298	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉCTRICA ENERQUINTA SL	0,03202
R1-299	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES S.L.U.	0,00693
*R1-300	ELÉCTRICAS DE VILLAHERMOSA S.A.	0,00000
R1-301	ALARCON NAVARRO EMPRESA ELÉCTRICA, S.L.	0,03202

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A.	0,03202
R1-304	HIDROFLAMICELL, S.L.	0,01566
R1-305	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L.	0,03202
R1-306	HELIODORO CHAFER, S.L.	0,03202
R1-307	CENTRAL ELÈCTRICA DE POZO-LORENTE, S.L.	0,03191
R1-309	PEDRO SANCHEZ IBAÑEZ S.L.	0,02870
R1-310	AGRUPACIÓ DISTRIBUIDORA DE ESCUER S.L.	0,03202
R1-313	LEINTZARGI S. L.	0,01030
R1-314	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA DE PONTS, S.L.	0,03202
R1-317	DISTRIBUCIÓ ELÈCTRICA DEL TAJUÑA, S.L.U.	0,00029
R1-319	LA SINARQUENSE S.L.U.	0,03202
R1-320	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS	0,03202
R1-323	FUERZAS ELÈCTRICAS DE BOGARRA S.A. (FOBOSA)	0,03202
R1-325	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA D'ALMENAR, S.L.U.	0,03202
R1-326	ELECTRA TUDANCA, S.L.	0,03202
R1-327	ELECTRICA ARANGARONA S.L.U.	0,03202
R1-329	DISTRIBUCIONES ELÈCTRICAS TALAYUELAS, S.L.	0,03202
R1-330	EMPRESA ELÈCTRICA DEL CABRIEL S.L.	0,03134
R1-335	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.	0,03202
*R1-336	CATENERIBAS, S.L.	0,00000
R1-337	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELECTRICA DE TIRVIA, S.L.	0,01030
R1-338	SUMINISTROS ELÈCTRICOS ISABENA, S.L.	0,02148

Registro	Empresa	CZⁱ
R1-339	ELEKTRA URDAZUBI S.L.	0,01030
R1-340	ELECTRICA COSTUR, S.L.	0,03202
R1-341	TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA S.L.	0,03202
R1-342	ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	0,01811
R1-343	ENERGÍAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	0,03202
R1-344	GESTION DEL SERVICIO ELECTRICO HECHO S.L.	0,03202
R1-345	ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.	0,03202
R1-346	ELÉCTRICAS TUEJAR S.L.	0,03202
R1-347	ELÉCTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.	0,03202
R1-348	ELECTRO-HARINERA BELSETANA DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	0,01030
R1-349	LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.	0,03202
R1-350	DISTRIBUIDORA ELECTRICA VALLE DE ANSO S.L.	0,03202
R1-351	ELÈCTRICA SUDANELL S.L.	0,03202
R1-352	ELECTRICAS HIDROBESORA, S.L.	0,03202
R1-353	ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	0,03202
R1-354	LLUM D'AÍN, S.L.	0,03202
R1-355	ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.U.	0,03202
R1-356	ELÉCTRICA SERRALLO, S.L.U.	0,01030
R1-357	ELÉCTRICA DE MALCOCINADO S.L.U.	0,03202
R1-358	ELECTRICAS DE VALLANCA, S.L.	0,03202
R1-359	ELECTRO MANZANEDA, S.L.	0,01030
R1-360	ELECTRICA MUNICIAPL DE SANTA COLOMA DE QUERALT S.L.	0,03202
R1-361	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS GISTAIN S.L.	0,03202
R1-362	ENERGÍAS DEL ZINQUETA, S.L.	0,01030

Registro	Empresa	<i>CZⁱ</i>
R1-363	ELECTRA DEL LLOBREGAT ENERGÍA, S.L.	0,01030
R1-364	SAMPOL ENERGÍA, S.L.	0,00000
R1-365	ELECTRA REDENERGÍA, S.L.	0,00880

* No hay datos en el Formulario 1 de la CIR04/2015 en la declaración efectuada en 2020