

Avilés, a 10 de marzo de 2020

Enviado por email a la dirección: stateaidgreffe@ec.europa.eu

Directorate-General for Competition, Unit B3 - Ref.: **HT.582**.

COMENTARIOS ARCELORMITTAL ESPAÑA S.A., A LA CONSULTA PUBLICA SOBRE LA COMPENSACION DE LOS COSTES DE EMISIONES INDIRECTAS EN EL ETS DESPUÉS DE 2021

Mediante el presente escrito, ARCELORMITTAL ESPAÑA, S.A., viene a formular, en tiempo y forma, sus comentarios en relación con la PROPUESTA DE DIRECTRICES RELATIVAS A DETERMINADAS MEDIDAS DE AYUDA ESTATAL EN EL CONTEXTO DEL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DESPUÉS DE 2021, confiando en que la aplicación de los mismos contribuya a la consecución de un nivel de protección adecuado del riesgo de fuga de carbono al que se enfrenta la industria europea debido a los costes indirectos del RCDE.

Los comentarios aquí recogidos complementan los realizados vía nuestros representantes sectoriales (EUROFER, UNESID, AEGE), aprovechando aquí para tratar particularmente algunos aspectos de la propuesta normativa que inciden especialmente sobre la industria siderúrgica española.

Factor de emisión zona Iberia

Durante la Fase III del ETS, la metodología de cálculo del factor de emisión de CO₂ ha perjudicado a las industrias de la Península Ibérica, al otorgarles una intensidad de emisión de 0,57 t CO₂/MWh que ha infravalorado el impacto que el precio del CO₂ tiene en el precio marginal del mercado eléctrico.

Para evitar que este hecho se repita en la Fase IV, la metodología de cálculo del factor de emisión aplicada en las Directrices debe de complementar la actual ponderación realizada entre los factores de emisión de los combustibles fósiles empleados, con los diversos aspectos singulares de cada zona o país que posibiliten una correcta caracterización del impacto del precio del CO₂ en el precio del mercado eléctrico, en concreto para la zona Iberia:

- 1) Impacto en del factor de emisión del carbón en el precio ofertado por los ciclos combinados:

En mercados como el ibérico, donde han competido un elevado número de centrales de carbón y gas natural en el periodo 2010-2020, a la hora de calcular el impacto del factor de emisión de cada tecnología debe de tenerse en cuenta el efecto que el coste de oportunidad entre una y otra tecnología genera en la oferta de precios al mercado eléctrico.

De este modo, en las horas en las que haya estado disponible una planta de carbón, independientemente de que la última tecnología casada en el mercado fuese el ciclo combinado, el factor de emisión interiorizado en el precio del gas natural será en la mayoría de las ocasiones el correspondiente al carbón, puesto que las centrales de gas natural tienen en cuenta ese coste de oportunidad a la hora de trasladar sus precios de venta al mercado.

Por tanto, el efecto sombra producido por el factor del carbón debe de ser tenido en cuenta a la hora de calcular el impacto real del precio del CO₂ en el mercado, de lo contrario, tal y como ha sucedido en el cálculo del factor aplicado en la Fase III, se estaría produciendo una distorsión en el valor del factor de emisión que minusvalora la realidad de países como España.

2) Impacto en la generación hidráulica del factor de emisión del carbón:

Siguiendo el mismo razonamiento, se debe de tener en cuenta el precio sombra que el factor de emisión del carbón tiene en la generación hidráulica.

La generación hidráulica posee en el mercado Ibérico una elevada capacidad de regulación gracias a la gran capacidad de almacenamiento de agua existente, por tanto a la hora de ofertar sus precios al mercado, las centrales hidráulicas incluyen en el mismo el coste de oportunidad creado por el factor de emisión del carbón (precio sombra de la tecnología marginal), esto hace que la mayoría de horas en las que la hidráulica ha sido la tecnología de casación, deban incorporarse al cálculo del factor de emisión regional como horas de intensidad equivalente a las del carbón o la de la tecnología térmica que proceda según el coste de oportunidad de cada periodo.

En línea con estas observaciones, Aleasoft realizó para AEGE en 2019 un análisis de la influencia que el factor de emisión del CO₂ tiene en el precio marginal del mercado eléctrico, empleando una metodología estocástica que incorpora para el periodo 2013-2018 las anteriores consideraciones indicadas sobre la influencia del factor de emisión del carbón en el precio ofertado por otras tecnologías del mercado (gas, agua). El resultado del análisis concluye que el factor de emisión del mercado ibérico en el periodo 2013-2018 asciende a 0,83 t CO₂/MWh, intensidad de emisión casi un 50% superior a las 0,57 t CO₂/MWh consideradas para la zona Iberia en las anteriores Directrices.

La necesidad de corregir en la Fase IV la minusvaloración realizada con el factor de emisión de la zona Iberia queda patente cuando se compara sus 0,57 t CO₂/MWh con las 0,67 t CO₂/MWh aplicadas a la zona Nórdica, donde la generación térmica es muy minoritaria o con las 0,76 t CO₂/MWh aplicadas en la zona Centro-occidental, en donde se engloban países con muy bajos porcentajes de generación térmica, pero que aun así se ven otorgados con factores de emisión superiores a los de Iberia.

| Factor emisión aplicado en la Fase III | | | |
|--|---|---|----------------------------------|
| Zona geográfica | Países englobados | Factor emisión (t CO ₂ /MWh) | Variación vs. factor zona Iberia |
| Europa centro-occidental | Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Países Bajos, Luxemburgo | 0,76 | 33% |
| Nórdica | Dinamarca, Suecia, Finlandia, Noruega | 0,67 | 18% |
| Iberia | España, Portugal | 0,57 | |

Como resultado de tener un menor factor de emisión, la industria española, ve limitada el potencial de su compensación de costes indirectos (33% inferior al de la zonal centro-occidental), introduciendo una discriminación que potencia su riesgo de fuga de carbono al no poder competir en igualdad de condiciones frente a sus vecinos europeos.

Con los derechos de emisión en el entorno de los 25 €/t y una trayectoria de precio que se espera sea ascendente durante la Fase IV, la herramienta de compensación de los costes de emisión indirectos se muestra como uno de los factores decisivos a la hora de proteger a la industria del riesgo de fuga de carbono en los próximos años.

Solicitud:

Se permita en el cálculo del factor de emisión de la zona Iberia, la aplicación de una metodología que posibilite una mejor caracterización del impacto del precio del CO₂ en el mercado ibérico, de modo que el factor de emisión tenga en cuenta la influencia que la intensidad de emisión del carbón tiene sobre los precios ofertados por la generación hidráulica y la generación con gas natural.

La alternativa a la aplicación de esta metodología de detalle, debería de pasar por la fijación de un factor de emisión único para toda la Unión Europea, de lo contrario en la Fase IV se estaría incurriendo en una minusvaloración de la compensación recibida por la industria de España, como la ya acontecida durante 2013-2020.

Periodo de cálculo del factor de emisión

En la “nota explicativa” que acompaña la presente propuesta de Directrices se indica que *“Los factores de emisión de CO₂ se determinarán sobre la base de los datos más recientes de Eurostat (2019) y se actualizarán una vez a mediados del próximo período de derechos de emisión”*.

A este respecto, consideramos que el tomar como base de cálculo únicamente los datos de emisión de un año (2019), propiciará que el factor de emisión seleccionado no refleje adecuadamente la realidad de una determinada zona o país.

Los mixes de generación de los sistemas eléctricos están marcados por una serie de factores que pueden hacer que los valores de un determinado año sean atípicos frente a los valores medios de una serie histórica, en concreto:

- En sistemas de elevada generación renovable como el Ibérico, la meteorología juega un papel fundamental a la hora de establecer el peso en el mix de la generación térmica, existiendo una elevada volatilidad en función de las características meteorológicas de cada año.
- El desarrollo de las energías renovables o de las políticas de descarbonización nacionales pueden hacer que los valores de un año concreto supongan una discriminación positiva o negativa frente a la serie histórica y más importante sobre los ratios de otras zonas europeas.

Solicitud:

La caracterización del factor de emisión de cada país / zona regional en la Fase IV, debería de ser realizada partiendo de los datos de al menos los tres últimos años disponibles (2017-2019), con el fin de evitar las distorsiones que se pueden producir derivadas del análisis de un periodo temporal limitado a un único año.

Esperamos que estas propuestas sean de su consideración, contribuyendo al diseño de unas Directrices que protejan adecuadamente a la industria siderúrgica del riesgo de fuga de carbono, de modo que se posibilite un desarrollo sostenible de la misma durante la presente década, que a su vez permita avanzar en el cumplimiento de los objetivos climáticos de la Unión Europea.