Apuntes

Una nota sobre las implicaciones del Proyecto de Real Decreto sobre centros de datos

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Apuntes 2026/23
Octubre de 2026

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de Fedea.

** Este trabajo forma parte de un proyecto de investigación financiado parcialmente por la Fundación Ramón Areces*

Una nota sobre las implicaciones del Proyecto de Real Decreto sobre centros de datos

Diego Rodríguez Rodríguez
(UCM y FEDEA)

Octubre de 2026

1. Introducción

El Gobierno ha sometido a audiencia pública por vía de urgencia el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los requisitos de sostenibilidad energética, medioambiental y de resiliencia y soberanía digital aplicable a los centros de datos (PRD en adelante).[1] Este nuevo PRD fija las condiciones que se adelantaban en la disposición adicional primera del Real Decreto Ley 7/2026, que serán aplicadas a todos los centros de datos (CD) que se conecten con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto que ahora se discute.

El PRD sometido a audiencia ha generado un intenso debate tanto desde el punto de vista regulatorio como económico, ya que modifica de forma muy sustancial las condiciones de acceso y conexión a la red por parte de los CD. A este respecto, la reacción generalizada de los promotores de CD, de las asociaciones de renovables y de los distribuidores ha sido de rechazo, más o menos extensivo, al contenido del PRD.

El propósito de esta Nota es señalar los principales problemas que plantea la nueva regulación propuesta en el PRD, tanto por sus implicaciones en términos de costes como desde la perspectiva del diseño general de la regulación del acceso a la red. Compartiendo el principio general sobre la conveniencia de incorporar requisitos de eficiencia en el uso de los recursos por parte de los CD, se adelanta que la valoración general del PRD es negativa por dos motivos principales. Por un lado, porque establece unos requisitos relativos al mix eléctrico consumido que se consideran desproporcionados y de muy difícil justificación. Ello se acompaña de la exigencia simultánea de los más altos estándares en términos de eficiencia energética y del uso del agua. Por otro lado, porque la regulación propuesta adopta un enfoque de condicionamiento del acceso a la red eléctrica que es específico para los CD y, en ese sentido, discriminatorio frente a otras actividades, aunque estas tuviesen exactamente el mismo perfil de consumo que el de los CD.

2. Los requisitos del PRD

2.1 Soberanía digital y eficiencia

El PRD establece tres conjuntos de condiciones que deben cumplir los promotores o gestores de los CD con una potencia superior a 1 MW para obtener el permiso de acceso y conexión a la red eléctrica, sea de transporte o de distribución.[2] Esas condiciones se aplican tanto a los nuevos

[1] En el verano de 2025 ya se sometió a audiencia e información pública una primera versión, si bien con contenidos muy distintos a los actuales.

[2] Se excluyen los CD destinados a protección civil, seguridad y defensa. Las obligaciones de información se extienden a los centros con más de 0,5 MW. En relación con esa información, el PRD establece un procedimiento basado en la publicidad individualizada de la información (a nivel de operador) de la

solicitantes de acceso como a los que ya disponen del mismo, pero no están aún conectados a la red, cuestión esta de modificación sobrevenida de las condiciones de permisos de acceso ya concedidos sobre el que es posible que se lleguen a plantear litigios.[3] Si no se acreditan los requisitos exigidos en seis meses, el permiso de acceso caducaría y se ejecutarían las garantías (con una ventana de salida si se renuncia al permiso).

El primer requisito es la exigencia de presentación de una declaración responsable relativa a un conjunto de criterios de resiliencia y soberanía digital que se establecen en el artículo 5 del PRD. Como este trabajo se centra en los aspectos energéticos, no se va a profundizar en esta cuestión, pero debe señalarse que sin esa declaración sobre el cumplimiento de los requisitos de soberanía digital no se podrá suscribir un contrato de acceso a la red eléctrica. Los criterios de resiliencia están ya realmente contenidos en normas europeas en vigor. Donde sí se establecen novedades es en un conjunto de criterios sobre soberanía digital relativos a la localización, control de los datos, trazabilidad del soporte desde terceros países, supervisión de subcontratistas o medidas proporcionadas en caso de peticiones de acceso por autoridades de terceros países. Son obligaciones, en algunos casos, y compromisos voluntarios, en otros, que no parecen especialmente difíciles de asumir, incluso en el caso de hiperescalares[4] cuya empresa matriz se sitúa, como es bien conocido, en Estados Unidos. Lo que sí resulta llamativo es que, como ocurre con otros requisitos sobre el consumo de energía y agua que se detallarán con posterioridad, el PRD vincule un incumplimiento de estos criterios con la pérdida del permiso de acceso y conexión a la red eléctrica.

El segundo requisito establece que el promotor del CD debe presentar una declaración responsable sobre el cumplimiento de criterios de eficiencia energética y eficiencia hídrica o, cuando resulte aplicable el sistema europeo de etiquetado, sobre el compromiso de situarse en la clase "A" de la etiqueta europea (las clases van de la "A" a la "G"), tanto en lo referente al consumo eléctrico como al consumo de agua por parte del CD. Esa etiqueta, dictada en aplicación de la Directiva (UE) 2023/1791 relativa a la eficiencia energética, se ha concretado en el Reglamento Delegado adoptado por la Comisión Europea el pasado 21 de septiembre de 2026 (C(2026) 3472 final), que entrará en vigor en dos meses. De ese modo, según el PRD, la obtención de un acceso a la red por parte de un CD en España tendrá que cumplir simultáneamente i) el más alto estándar de eficiencia energética, con una ratio del consumo eléctrico del conjunto del centro de datos en relación con el consumo eléctrico de los servidores y equipos electrónicos (PUE) inferior a 1,15, y ii) el más alto estándar de eficiencia en el uso de agua dulce, con una ratio de menos de 0,1 litros de agua por kWh consumido (WUE).[5] El cumplimiento simultáneo del más

información, lo que suscita dudas jurídicas relevantes. De hecho, ya la CNMC alertó sobre esta cuestión en el proyecto previo (IPN/CNMC/043/25).

[3] Es cierto que ya el RDL 7/2026 también modificó otras condiciones relativas a las condiciones de permisos ya concedidos, como las relativas al pago de una prestación por reserva de capacidad o a la transmisión del permiso a otra actividad con código CNAE distinto. Téngase en cuenta que es probable que, en una situación en la que el promotor del CD dispone ya de un permiso de acceso y conexión a la red, es muy probable que ya haya realizado o comprometido inversiones en un proyecto que ahora podría no cumplir con los requisitos establecidos con el PRD para evitar perder ese permiso.

[4] Los hiperescalares operan centros de datos de gran capacidad, normalmente modulares y ampliables. Los casos típicos son Amazon Web Service (AWS), Microsoft Azure y Google Cloud.

[5] Es interesante poner en relación esa ratio con el consumo de un hogar. Con datos del INE, puede calcularse que el consumo medio anual de agua de un hogar en España es de 117 m^3, resultante de considerar un consumo medio de 128 litros por persona/día y 2,5 personas por hogar. Además, el consumo

alto estándar en ambos parámetros de eficiencia es tremendamente exigente. Entre otras razones porque, como el mismo Reglamento Delegado pone de manifiesto, hay un *trade-off* entre ambos pues la reducción en el consumo de agua conlleva mayor consumo energético. La etiqueta europea comenzará a emitirse en agosto de 2027 y se renovará cada año. Según el PRD, si un CD se situase en un nivel de eficiencia energética o hídrica correspondiente a la clase «B» o inferior durante dos años consecutivos, se consideraría un incumplimiento grave y podría resolverse la pérdida de los permisos de acceso y conexión.

El cumplimiento que se exige de un PUE por debajo de 1,15 situaría a todos los nuevos centros de datos que se instalasen en España en el grupo de CD más eficientes de la UE. De hecho, en el informe sobre eficiencia energética de los CD europeos que ha sido recientemente publicado por parte de la Comisión Europea, se indica que el PUE medio para el conjunto de la UE es de 1,36, al tiempo que en ningún país el nivel medio se sitúa por debajo de 1,15.[6] Los valores medios en Suecia y Finlandia (en ambos casos, calculados con muy pocas instalaciones), se sitúan en 1,17. Es altamente probable que en países sin limitaciones en recursos hídricos como los países nórdicos la refrigeración sea mediante evaporación del agua, que conduce a un PUE reducido a costa de un WUE elevado. Naturalmente, los nuevos CD son más eficientes en el uso de recursos que los antiguos, pero el dato medio europeo da idea del nivel de exigencia de los requisitos contenidos en el PRD.

Debe enfatizarse que la etiqueta europea en la que se recoge la categoría del PUE y el WUE es informativa y, en la norma europea, no se vincula en modo alguno con las condiciones de acceso a la red. De hecho, la etiqueta incluirá no solo la calificación de eficiencia energética y de uso del agua, sino otros indicadores como el uso de energías no emisoras. En concreto, introducirá un indicador sobre el factor de bajas emisiones (LEEF), definido como la ratio del consumo de electricidad con bajas emisiones en relación con el consumo eléctrico total. Es importante tener en cuenta que el Reglamento considera que la electricidad de bajas emisiones es la procedente de la generación de origen renovable y nuclear.

La CE ha abierto un estudio para analizar si cabe imponer requisitos mínimos de eficiencia a los centros de datos, pero hasta 2028 no habrá resultados y, en consecuencia, no cabe esperar ninguna propuesta a este respecto en bastante tiempo.

2.2 Correlación horaria y adicionalidad

Siendo ya altamente exigentes los requisitos anteriormente descritos, es sin duda el conjunto de condicionantes relativos a la adquisición de energía procedente de fuentes renovables el que más controversia ha generado en relación con el PRD. El criterio general es que los CD deberán garantizar que la energía consumida en cada hora se encuentra respaldada, al menos en un 80 por ciento, por un volumen equivalente de electricidad de origen renovable generada en esa misma hora, procedente de instalaciones de autoconsumo y/o de instalaciones ajenas ubicadas

---

eléctrico medio anual de un hogar se sitúa en torno a 3.500 kWh. Por tanto, la ratio correspondiente es de 33,4 litros de agua por kWh consumido. Como se ha indicado, la ratio en el caso de una etiqueta A en WUE es de menos de 0,1. Naturalmente, el consumo eléctrico de un CD, como el de cualquier gran consumidor empresarial, equivale al consumo eléctrico de miles de hogares.

[6] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF

en España con las que se han firmado contratos (PPAs) con una duración mínima de diez años).[7] Este es el denominado criterio de **correlación horaria**. Por tanto, no se establece que a lo largo de un periodo (por ejemplo, a lo largo de un trimestre o de un año) al menos cuatro quintas partes de la energía consumida tengan un origen renovable, sino que debe acreditarse ese origen en cada una de las horas de ese año. De no ocurrir así se incurriría en importantes penalizaciones, que posteriormente se describirán. La verificación del cumplimiento de esta correlación horaria corresponderá al gestor de la red (en el caso del autoconsumo) o al operador del sistema (en el caso de la energía adquirida mediante PPAs).

Un dato permite ilustrar la exigencia de este requisito. Como es bien sabido, más de la mitad de la electricidad generada en España es de origen renovable. En concreto, en 2025 el porcentaje fue del 55,5%, aproximadamente un punto porcentual más si se incluye la estimación del autoconsumo. Sin embargo, cuando el análisis se hace para cada hora, se observa que el porcentaje de horas anuales en las que el porcentaje de energía renovable en el mix fue superior al 60% ascendió al 40,5% de las horas, fue superior al 70% del mix en el 11,3% de las horas, y fue superior al 80% del mix en el 0,4% de las horas. Es decir, solo en 36 de las 8.725 horas del año 2025[8] el mix español incorporó al menos un 80% de energía renovable, que es el requisito que en el PRD se exige al consumo eléctrico de los CD para todas las horas.

En el PRD se establece que la exigencia de este requisito de correlación horaria no sería efectiva si la participación anual de las renovables en el mix nacional estuviese por encima del 90%. En concreto, si en un año n-2 la participación media de las renovables estuviese por encima del 90%, se consideraría que el consumo de la red ya cumple el criterio de cuota de generación renovable para las solicitudes de acceso presentadas en el año n, y lo seguirá cumpliendo en los 5 años siguientes. Sin embargo, incluso habiendo superado el 90% de renovables en el mix energético anual nacional, el CD no podrá consumir de la red toda su electricidad, sino en el número de horas resultante de multiplicar el porcentaje de la cuota de renovables (superior al 90%) por el número de horas anuales. Es decir, el CD tendrá que cubrir hasta el 10% de su consumo con el respaldo del autoconsumo o contratos a largo plazo con generadores renovables.

En cualquier caso, no es esperable una participación de las renovables en el mix eléctrico nacional superior al 90% en un escenario previsible. Debe tenerse en cuenta que, si bien el objetivo del PNIEC para el final de esta década es del 81%, en realidad se trata de un objetivo sumamente ambicioso que no se alcanzará (véase Rodríguez, 2025). Es más, aunque se alcanzase, va a ser mucho más complicado (y caro) aumentar diez puntos la participación de las renovables cuando se trate de pasar del 80% al 90% que, por ejemplo, cuando se trata de pasar del 50% al 60%.

Dos asuntos adicionales sobre el mix renovable son pertinentes. Por un lado, el PRD toma como referencia la cuota de generación renovable del sistema eléctrico nacional (art. 7). Cabría plantearse si, al menos para los centros de datos conectados al sistema peninsular, donde previsiblemente se concentrará la mayor parte de la nueva capacidad, no sería más adecuado

[7] Esos contratos deben estar vinculados a instalaciones concretas, que deben ser identificables. No computarían las compras acreditadas mediante garantías de origen renovable.

[8] Se omiten los periodos horarios desde el mediodía del 28 de abril y todo el 29 de abril de 2025, sin datos (o completamente anómalos) por el apagón. De ahí que se computen 8.725 horas en lugar de las 8.760 horas reales.

utilizar la cuota correspondiente al sistema peninsular, algo más alta que la nacional y que refleja de forma más directa el mix eléctrico al que se conectan estas instalaciones.

Por otro lado, y esta cuestión es más significativa, el PRD formula todos los requisitos relativos al suministro eléctrico en términos de generación renovable, sin utilizar un concepto más amplio de energía descarbonizada o de bajas emisiones que permita incluir la generación nuclear. Esta opción contrasta con la evolución reciente del marco europeo aplicable a los centros de datos. En concreto, como se ha indicado anteriormente, en la propuesta de la Comisión Europea que está en curso de aprobación se subraya la conveniencia de aplicar un principio de neutralidad tecnológica entre las fuentes de bajas emisiones y se señala expresamente que la información futura sobre el consumo energético de los centros de datos debe incluir también la energía nuclear. Debe señalarse que el propio PRD es claro al indicar que "de manera análoga a lo que ocurre con el hidrógeno renovable y otros productos derivados, se plantea extender esas mismas exigencias de adicionalidad y correlación horaria a los centros de datos que pretendan obtener permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad". A ese respecto, la regulación europea (Reglamento Delegado (UE) 2025/2359) indica expresamente (considerando 7) que: "La Comisión debe iniciar lo antes posible una evaluación de la posible introducción de enfoques alternativos para reconocer la electricidad hipocarbónica procedente de centrales nucleares, sobre la base de criterios adecuados. A más tardar el 30 de junio de 2026, la Comisión debe poner en marcha una consulta pública sobre un proyecto de metodología en el que se describan estos criterios."

Adicionalmente, el PRD establece que las instalaciones de generación con las que se firmen los contratos deberán haber comenzado a operar (acta de puesta en servicio) en una fecha no anterior en más de dieciocho meses a la entrada en funcionamiento del centro de datos. Es decir, deben ser plantas de generación eléctrica muy recientes, no plantas previamente existentes. De ahí que se hable del **criterio de adicionalidad**. El cumplimiento de esta condición, como otras establecidas en el PRD, deberá ser verificada anualmente por el gestor de red. Por tanto, se desestima que los nuevos CD puedan realizar contratos con plantas de generación renovable que han entrado en operación en los últimos años, pese a que se está produciendo un aumento notable tanto de los vertidos técnicos, derivados de restricciones en las redes, como de los económicos, derivados de la falta de demanda en un contexto de precios de mercado muy bajos en algunas horas del día.[9]

Debe señalarse que el incumplimiento de las condiciones de correlación y adicionalidad conduciría a importantes penalizaciones, con recargos de los pagos por peajes y cargos a pagar por parte de las empresas. Esos recargos oscilarían entre el 100% y 500% en el caso de incumplimiento del criterio de adicionalidad (con verificación anual), y entre el 10% y el 50% en el caso de incumplimiento del criterio de correlación horaria (con verificación mensual), con aumentos mensuales posteriores acumulativos de 10 puntos porcentuales en caso de persistencia en el incumplimiento. Es más, un incumplimiento "significativo y reiterado", definido

[9] Los vertidos técnicos se pueden medir utilizando el dato de Energía Renovable No Integrada (ERNI) que proporciona REE. En los meses de junio y julio de 2026 la ERNI supuso en torno al 10% de la generación total. No se dispone de un dato preciso de los vertidos económicos, pero es evidente que muchas plantas (sobre todo eólicas) no entran en casación del mercado cuando los precios son muy próximos a cero o negativos.

este con un conjunto de condiciones en el PRD, conduciría al inicio del procedimiento para declarar la pérdida de los permisos de acceso y conexión.

3. Necesidades de nueva capacidad renovable y costes asociados

La pregunta natural que surge es cuánta capacidad de generación renovable hay que instalar y contratar para cumplir la condición de correlación horaria que se impone en el PRD. Como se ha explicado con anterioridad, el PRD exige que el consumo eléctrico en cada hora del año contenga un mínimo del 80% de energía procedente de energía renovable procedente del autoconsumo o de PPAs con instalaciones renovables con menos de 18 meses de operación. Las fuentes renovables son, básicamente, de seis tipos: fotovoltaica, termosolar, eólica, hidráulica, biomasa y la fracción renovable de la generación mediante residuos. La generación termosolar, con biomasa o con residuos tienen costes de generación muy superiores al resto y no van a estar en la solución de contratación para el CD, si bien podría pensarse que la gestionabilidad de la biomasa podría ofrecer algún apoyo puntual (aunque caro) en horas nocturnas. A ese respecto, actualmente todas las plantas de biomasa funcionan en régimen de retribución regulada, bien basado en el RECORE o en el Régimen Económico de Energías Renovables vigente en los últimos años. Por lo tanto, una parte relevante de su retribución no proviene del mercado. Sin embargo, una planta nueva de biomasa que firmase un PPA con un CD no podría acudir a una posible subasta del régimen económico, y el precio obtenido en la (única) subasta que se ha celebrado hasta ahora (en 2022) osciló entre 72 €/MWh y 108 €/MWh. Es decir, que difícilmente una nueva planta de biomasa va a firmar un PPA con un CD por un precio muy por debajo de 100 €/MWh. Por último, en el caso de la generación hidráulica, no hay nuevas instalaciones y, de haberlas, los propietarios preferirán siempre gestionarlas mediante la participación en los mercados de corto plazo y no mediante contratos de largo plazo, dada su capacidad de gestión del recurso hidráulico.

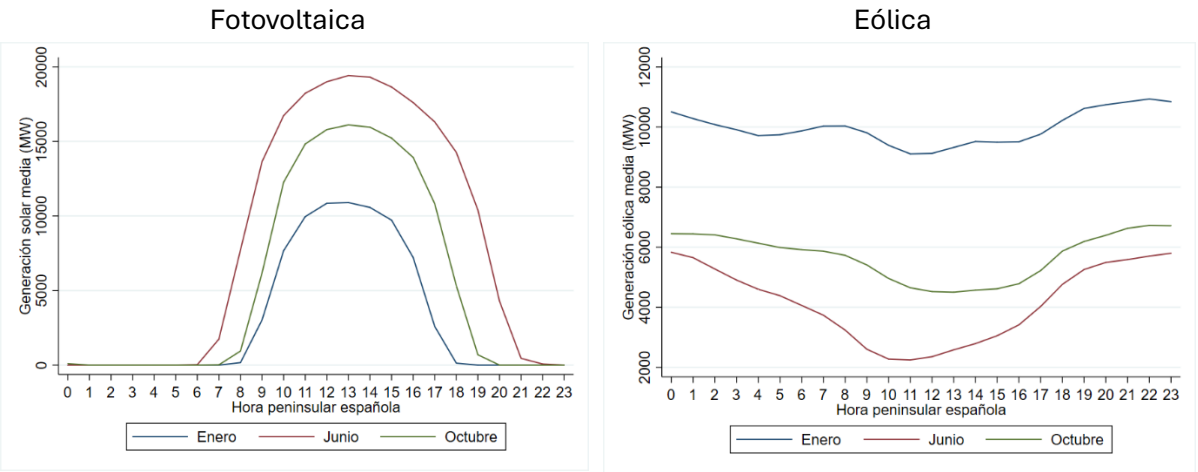
Por lo tanto, los PPAs tendrían que firmarse con nuevas plantas fotovoltaicas o eólicas, tal vez complementadas en algunas ocasiones con instalaciones propias de generación fotovoltaica (autoconsumo). Adicionalmente, dado que el perfil de generación de esas plantas diferirá notablemente del perfil de consumo del CD, será imprescindible combinar una sobrecapacidad de potencia contratada con nuevas plantas renovables con el traspaso de parte de esa generación renovable a otros periodos haciendo uso de baterías, que podrían estar instaladas en las mismas plantas de generación (esto es, serían plantas renovables con almacenamiento hibridado) o podrían ser baterías propias del CD.[10]

El Gráfico 1 muestra los perfiles horarios de generación fotovoltaica y eólica durante los meses de enero, junio y octubre de 2025 (valores medios mensuales). En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, es obvio que los perfiles y los niveles de generación difieren sustancialmente entre distintos momentos del año debido a las condiciones meteorológicas y las horas de luz: en el mes de enero hay casi 14 horas sin generación (o es prácticamente cero) y los niveles máximos de generación son sustancialmente inferiores a los de los periodos estivales. Por el contrario, el perfil eólico es más estable entre horas y, en cierta medida, funciona como complemento a la

[10] Bajo la premisa de que esa energía renovable almacenada y luego descargada se considera como energía renovable.

generación solar al concentrar más generación (en términos muy generales) en algunos meses de menor generación solar.

Gráfico 1. Perfil horario medio de la generación fotovoltaica y eólica (enero, junio y octubre de 2025)



Dada la elevada variabilidad de los perfiles horarios y estacionales de la generación fotovoltaica y eólica, que además difieren notablemente con el perfil de consumo típicamente plano propio de los CD, va a resultar imprescindible para estos "apilar" contratos con varios MW de nueva capacidad renovable por cada MWh de consumo para cumplir con el criterio de correlación horaria descrito con anterioridad.[11] De hecho, como es obvio, en ausencia de almacenamiento y/o de PPAs con generación eólica, el mero "apilamiento" de PPAs con distintas instalaciones fotovoltaicas no permitiría cumplir con el criterio de correlación horaria, pues simplemente persistiría el hecho de que habrían muchas horas al año sin generación fotovoltaica. Esto es importante porque la entrada de generación renovable en España está muy orientada hacia la generación fotovoltaica. Sin ir más lejos, en 2025 la entrada de potencia de generación fotovoltaica multiplicó por 10 la entrada de potencia eólica. Hay diversas razones que explican esa situación, entre ellas los enormes problemas administrativos y la judicialización de los procedimientos de aprobación medioambiental, que afectan de forma muy notable a los proyectos eólicos.

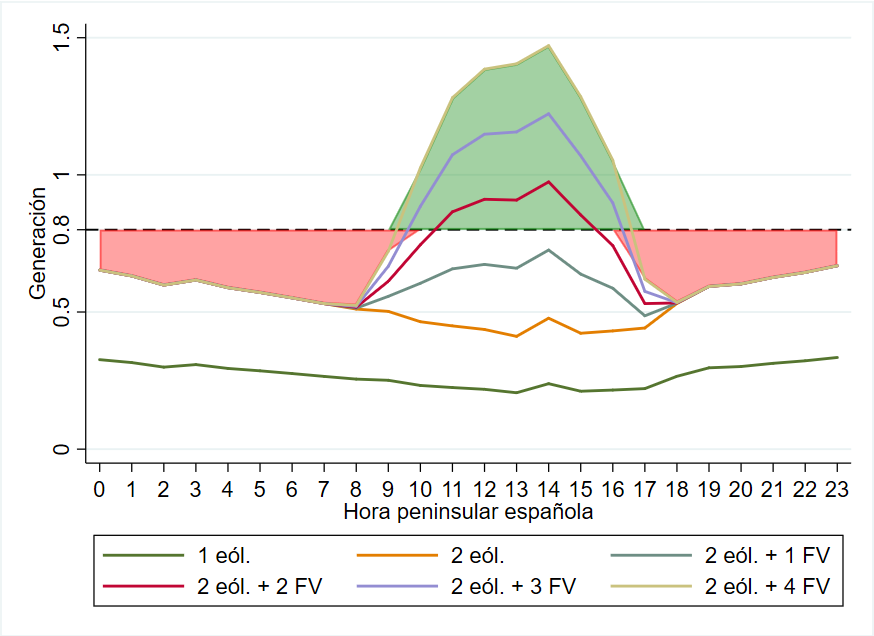
Para ilustrar la situación, el Gráfico 2 muestra el volumen de generación horaria en un mes de enero que estaría disponible para un CD que firmase PPAs con 4 MW fotovoltaicos y 2 MW eólicos.[12] Se ha considerado el percentil 25 de generación en cada hora porque, recuérdese, el CD debe tener en cuenta una situación algo "estresada" si quiere evitar incurrir en las elevadas penalizaciones previstas en caso de incumplimiento del requisito de correlación horaria. Como puede observarse, con ese mix se obtiene un excedente (área verde) sobre el consumo de 0,8 MWh con origen renovable que sería traspasable a las horas con déficit (área roja). Ese trasvase,

[11] El supuesto de demanda plana, muy habitual, encaja bien con la generalidad de los CD, si bien depende del tipo de carga computacional y de las necesidades de refrigeración. Véase, por ejemplo, Nøland et al. (2024).

[12] Para ello se han considerado inicialmente 1.594 horas/año de producción equivalente en FV y 2.313 horas en eólica. Datos extraídos de Zachmann *et al.* (2024), basados en el *European Resource Adequacy Assessment* (ENTSO-E).

que es de aproximadamente 3,3 MWh en este ejemplo, tendría que efectuarse instalando baterías.

Gráfico 2. Generación horaria (enero 2025, percentil 25)



La descripción anterior ejemplifica la naturaleza del problema: dadas las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas y su perfil de generación horaria y estacional, se requiere la combinación de varios MW de nueva capacidad renovable y de baterías por MW de potencia de consumo de un CD para que este pueda cumplir con el requisito de correlación horaria incluido en el PRD. Naturalmente, la necesidad de nuevos MW renovables se traslada a un problema de encarecimiento del coste de suministro de la energía. En un ejercicio de optimización calculado por NERA Economic Consuting utilizando el programa PLEXOS, adaptando la metodología y escenarios contenidos en Colomer *et al.* (2026), se obtiene que la combinación minimizadora de costes combinaría nueva capacidad eólica (en una proporción de 1,5 veces la potencia del CD), con fotovoltaica (en una proporción de 6,3 veces) y baterías (en una proporción de 2,9 veces). Los costes nivelados de largo plazo de esa nueva capacidad, que incluyen tanto los costes anualizados de inversión (CAPEX) como los costes de operación y mantenimiento (OPEX), serían superiores a 100 €/MWh. Con esos costes, los CD perderían toda la ventaja competitiva que les podría proporcionar situarse en un país con abundante recurso renovable como es el caso de España.

Es posible considerar escenarios alternativos a los anteriormente definidos. En última instancia, la combinación de tecnologías renovables que resulte más adecuada dependerá de las circunstancias específicas de cada centro de datos, incluida su localización geográfica y su capacidad para desplazar determinadas cargas de cómputo entre distintos momentos del día. Por ejemplo, un centro con cierta flexibilidad podría programar algunas tareas de entrenamiento de modelos de inteligencia artificial, en caso de desarrollar este tipo de actividad, en las horas en las que la disponibilidad de generación renovable fuese mayor. Asimismo, resultaría determinante la capacidad de desplazar energía entre distintos periodos mediante sistemas de almacenamiento, así como el coste relativo de dimensionar dichos sistemas frente a otras

alternativas, como una mayor contratación de capacidad renovable o una combinación diferente de tecnologías de generación. En cualquier caso, lo relevante es que cualquier simulación basada en el criterio de correlación horaria exigiría un sobredimensionamiento muy significativo de la solución de suministro eléctrico, con el consiguiente aumento de sus costes.

El consumo agregado de los CD

El PRD manifiesta una considerable preocupación por el volumen de consumo eléctrico adicional que podría derivarse del desarrollo de los centros de datos (CD) en los próximos años. Esta preocupación se apoya, en buena medida, en los aproximadamente 12.000 MW de capacidad de acceso y conexión que ya habrían sido concedidos a distintos proyectos de CD, distribuidos de forma relativamente similar entre la red de transporte y las redes de distribución.

El dato más reciente disponible sobre la potencia IT instalada en España se sitúa en 439 MW al cierre de 2025, según SpainDC. La potencia IT corresponde a la capacidad asociada específicamente a los equipos destinados a las actividades de cómputo de los centros de datos. Es probable que la potencia IT total instalada sea algo superior, dado que las cifras de SpainDC se refieren fundamentalmente a centros de colocación y a instalaciones de operadores hiperescalares, que suman algo menos de un centenar de instalaciones.[13] Aunque existen también centros de datos corporativos que probablemente no estén incluidos en ese cómputo, [14] su exclusión no debería alterar de forma significativa las estimaciones que se realizan a continuación, especialmente cuando se proyecta la evolución futura del sector. Ello se debe a que el crecimiento previsto procederá principalmente de nuevas instalaciones de colocación de gran escala y de nuevos centros, o ampliaciones de los existentes, promovidos por operadores hiperescalares.

Para aproximar la potencia eléctrica total asociada a los 439 MW de potencia IT instalada es necesario incorporar la potencia adicional requerida por los sistemas auxiliares del centro de datos, fundamentalmente los destinados a refrigeración, alimentación eléctrica y otros servicios de soporte. Una posible aproximación consiste en utilizar el PUE medio de los centros de datos actualmente instalados. Aunque el PUE no es una relación entre potencias, sino entre consumos de energía (se define como el cociente entre el consumo eléctrico total del centro de datos y el correspondiente a los equipos IT), puede utilizarse como una aproximación para estimar la potencia eléctrica total asociada a una determinada potencia IT, suponiendo una relación similar entre ambos componentes.

[13] De momento muy concentrados en Madrid y Aragón (y, en menor proporción, en Cataluña), aunque hay inversiones significativas anunciadas en, al menos, seis CCAA más. En el modelo de colocación, el propietario alquila el espacio físico para que el cliente instale sus equipos, proporcionando además el propietario servicios auxiliares como refrigeración, seguridad o, de modo muy destacado, el suministro eléctrico a los racks donde se disponen las unidades de procesamiento. El propietario es pues el titular del acceso y conexión a la red y del contrato con la empresa eléctrica suministradora de la electricidad. También, en caso de existir, es el propietario de las instalaciones de autoconsumo.

[14] Los CD corporativos se operan para el uso interno de una organización y no se comercializan a terceros. Aunque ocurre lo mismo en el caso de las instalaciones de los hiperescalares, hay una diferencia enorme de tamaño entre unos y otros. Los centros de datos corporativos tienen una escala muy inferior a 1 MW, mientras que el tamaño de los escalares se sitúa en, al menos, decenas de MW.

A este respecto, en el informe recientemente publicado por la Comisión Europea se calcula un PUE medio de 1,66 para los centros de datos declarantes en España. Aplicando este valor[15] a los 439 MW de potencia IT, se obtiene una potencia eléctrica total aproximada de 729 MW. Si esa potencia se utilizase de forma continua durante todas las horas del año, el consumo anual ascendería a unos 6,4 TWh.

Este cálculo constituye, sin embargo, un límite superior, ya que la utilización efectiva de la capacidad instalada es necesariamente inferior al 100 %. En particular, los centros de datos suelen dimensionar su capacidad eléctrica teniendo en cuenta el crecimiento progresivo de la ocupación y la instalación de nuevos equipos IT, de modo que una parte de la potencia disponible permanece inicialmente sin utilizar.[16] Si se supone, a efectos ilustrativos, un factor medio de utilización del 60%, el consumo anual resultante sería de aproximadamente 3,8 TWh, equivalente a alrededor del 1,5% de la demanda eléctrica anual de España. Este dato se sitúa en el rango medio entre los datos de consumo para 2025 calculados por SpainDC (2 TWh), DNV (6 TWh) y Deloitte (entre 2,2 y 4,6 TWh).[17]

Existe además una referencia indirecta que permite contrastar este orden de magnitud. El Índice de Red Eléctrica relativo al consumo de los grandes consumidores (IRE) no ofrece un desglose específico para los centros de datos (actividad 63.10 de la CNAE-2025), sino que los integra en el conjunto de la división K, junto con las actividades correspondientes a las divisiones 61, 62 y 63. El conjunto de estas actividades representó aproximadamente el 2 % del consumo de los grandes consumidores en 2025, mientras que estos últimos concentraron en torno al 45 % del consumo eléctrico nacional.[18] Por tanto, el conjunto de la división K supondría aproximadamente el 0,9 % de la demanda eléctrica nacional. Dado que los centros de datos constituyen únicamente una parte de dicha división, este indicador sugeriría que su consumo efectivo se situaría por debajo de ese porcentaje. La comparación debe interpretarse, no obstante, con cautela, dadas las diferencias de cobertura y metodología entre ambas aproximaciones.

Con la entrada adicional de 3.000 MW de potencia eléctrica proveniente de CD, y usando el mismo supuesto sobre el factor medio de utilización, la demanda eléctrica anual procedente de los CD podría situarse en torno a 20 TWh. Como referencia la demanda anual (en barras de central) en 2025 fue de 256 TWh. No cabe duda de que se trataría de un consumo relevante, que justificaría la conveniencia de prestar especial atención a sus efectos sobre las necesidades de generación y de red. La cuestión central, sin embargo, es determinar si los instrumentos propuestos en el PRD son adecuados para afrontar esos efectos y si resultan proporcionados en relación con los objetivos perseguidos.

---

[15] Debe tenerse en cuenta que la base de datos utilizada, basada en las obligaciones de reporte de información por parte de los CD establecidas en el Reglamento Delegado 2024/1364, es aún muy incompleta. En el caso de España, la CE estima que solo se dispone de información de algo menos de un tercio de los CD que estima que existen en España.

[16] De hecho, la disponibilidad de potencia adicional es importante porque la empresa que instala sus equipamientos de cómputo en el CD tendrá muy en cuenta la disponibilidad de poder ampliar su capacidad si lo requiere.

[17] Véase https://spaindc.com/wp-content/uploads/2025/09/SpainDC-Informe-Anual-2025_.pdf, https://aelec.es/wp-content/uploads/2026/05/centros-datos-espana-informe.pdf y https://www.dnv.es/news/2025/dnv-preve-que-los-centros-de-datos-espanoles.

[18] Véase https://www.ree.es/sites/default/files/datos/ire-nota-metodologica.pdf

4. Valoración del PRD

Existe una preocupación ampliamente compartida acerca de que las condiciones establecidas en el PRD, de mantenerse en su redacción final, puedan poner en riesgo una de las principales ventajas comparativas de España para la localización de centros de datos: el acceso a una generación renovable abundante y competitiva. A ese respecto, el PRD recuerda que existen ya alrededor de 12 GW de capacidad de acceso concedida en las redes de transporte y distribución para proyectos de centros de datos, frente a unas expectativas sectoriales de que, incluso en un escenario favorable, la capacidad efectivamente instalada pueda situarse en torno a 3 GW al final de esta década. Parece poco discutible que, como ha sucedido en otros ámbitos de la demanda y de la generación, se ha producido un acaparamiento de capacidad mediante solicitudes de acceso que las medidas introducidas por el RDL 7/2026 (véase Rodríguez, 2026) no han conseguido revertir o, al menos hasta el momento, solo lo han hecho parcialmente. Dentro de esos 12 GW existirán previsiblemente solicitudes correspondientes a un mismo proyecto presentadas en distintos nudos de la red, así como otras que no estén respaldadas por proyectos suficientemente maduros.

El PRD trata de afrontar este problema imponiendo requisitos de muy elevada exigencia para el mantenimiento y ejercicio del acceso. Es decir, tanto a los nuevos proyectos que soliciten nuevos accesos como a los que ya disponen de ese permiso pero aún no se encuentran conectados a la red. Sin embargo, la combinación de las exigencias de correlación horaria y de adicionalidad en relación con el consumo de generación renovable, junto al cumplimiento simultáneo de los estándares más estrictos de eficiencia energética y uso del agua (y conviene subrayar ese carácter simultáneo), podría dar lugar a que la nueva regulación no seleccionase los mejores proyectos entre los 12 GW que ya disponen de acceso, tal y como plantea la norma, sino que simplemente llegase a impedir la entrada de nuevos centros de datos. Dado que cabe suponer que ese no es el objetivo de la nueva regulación, las modificaciones mínimas deben contemplar una revisión en profundidad sobre la proporcionalidad de las medidas propuestas.

Cabe compartir la conveniencia de establecer requisitos exigentes en materia de eficiencia energética (PUE) y uso del agua (WUE). Una regulación ya muy exigente podría haber contemplado, por ejemplo, una combinación de clase A en uno de los indicadores y clase A o B en el otro. Incluso con esta mayor flexibilidad, los nuevos centros de datos instalados en España se situarían en la frontera tecnológica en términos de eficiencia.

En relación con la correlación horaria, ya se ha señalado que el PRD exige alcanzar el porcentaje establecido de cobertura renovable en todas las horas del año. Cualquier simulación muestra que este requisito obliga a un sobredimensionamiento muy considerable de la capacidad renovable contratada y, por tanto, genera costes de suministro elevados. Ello plantea dudas sobre la proporcionalidad de la medida en relación con el objetivo perseguido. Se abre además una cuestión adicional: por qué el requisito se limita a generación renovable y no permite incorporar otras fuentes firmes y descarbonizadas que se adaptan especialmente bien al perfil de consumo relativamente plano de los centros de datos, como es el caso de la generación nuclear.

También resulta discutible el diseño del requisito de adicionalidad. El PRD exige que la cobertura renovable proceda de nuevas instalaciones, cuando, al mismo tiempo, una parte importante de la capacidad renovable puesta en servicio recientemente, así como de la que continúa

incorporándose al sistema, se ha desarrollado sobre la base de expectativas de crecimiento de la demanda eléctrica muy superiores a las que finalmente se están materializando. Esas expectativas están incorporadas en el propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que contempla para 2030 una demanda eléctrica de 357,7 TWh, frente a los 256,1 TWh registrados en 2025, en ambos casos medidos en barras de central.

Existe un amplio reconocimiento de que la demanda eléctrica está creciendo por debajo de las previsiones y de que esta evolución está contribuyendo, aunque no constituya la única explicación, al aumento de los vertidos técnicos y económicos y a la reducción de los márgenes de las instalaciones renovables como consecuencia de la presión a la baja sobre los precios, particularmente durante las horas centrales del día. En este contexto, existe margen para flexibilizar el criterio de adicionalidad, permitiendo que puedan computar también instalaciones renovables puestas recientemente en funcionamiento y cuya viabilidad económica se esté viendo afectada precisamente por una evolución de la demanda inferior a la prevista. Esta opción permitiría aprovechar capacidad renovable ya disponible sin renunciar al objetivo de evitar que el crecimiento de los centros de datos desplace generación renovable destinada a otros consumidores.

Una última reflexión se refiere al uso de los permisos de acceso y conexión como instrumento para condicionar las características técnicas y económicas de determinados proyectos empresariales. El PRD configura, en la práctica, un régimen de acceso específico para una determinada actividad de consumo: la correspondiente al código CNAE 63.10. Si una empresa industrial o de servicios presenta un perfil de consumo idéntico al de un centro de datos, queda sometida, con carácter general, a las reglas ordinarias de acceso.[19] No existen requisitos equivalentes en función de que el solicitante sea una empresa productora de aluminio, una siderúrgica, una industria química o una entidad financiera. Sin embargo, cuando la actividad corresponde al código CNAE 63.10, el acceso queda sujeto a las condiciones específicas descritas anteriormente.[20]

Esta regulación debe interpretarse, además, en el marco de una aproximación más amplia, introducida por el RDL 7/2026, que tiende a utilizar el acceso a la red como un instrumento adicional de política industrial (Rodríguez, 2026), aprovechando el carácter escaso de la capacidad disponible. Esta orientación se articula por dos vías. Por un lado, mediante la posibilidad de priorizar la asignación de nueva capacidad de acceso a proyectos considerados estratégicos, a partir de la evaluación realizada por el nuevo Comité de Inversiones Estratégicas. Por otro, mediante el establecimiento de criterios de adjudicación en los concursos convocados para asignar capacidad entre proyectos que no hayan recibido esa consideración.

[19] La CNMC ya fue crítica con esta cuestión en su informe para el proyecto de Real Decreto previo, pero a la fecha de publicación de este trabajo no se ha hecho público aún el informe de la CNMC en relación con el nuevo PRD.

[20] En ocasiones anteriores se han introducido disposiciones específicas cuando ha considerado que determinados colectivos podían sufrir discriminación en el acceso a la red. Así, por ejemplo, el RDL 5/2023 incorporó medidas destinadas a garantizar el acceso en condiciones no discriminatorias a las comunidades ciudadanas de energía. La diferencia relevante es que, en ese caso, la regulación perseguía evitar una posible discriminación en el acceso, mientras que el PRD introduce condiciones sustantivas distintas en función de la actividad económica desarrollada por el solicitante.

Referencias

Colomer, A., Arnedillo, O., Rabinovich, M., Rodríguez, D. y Sanz, J. (2026). Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el PNIEC, *Fedea Estudios sobre la Economía Española* 2026/02.

Nøland, J.K., Hjelmeland, M. y Korpås, M. (2024). Will Energy-Hungry AI Create a Baseload Power Demand Boom?, *IEEE Access*, 12, 110353-110360.

Rodríguez, D. (2025). Estado actual y perspectivas de la descarbonización en España, *Fedea Estudios sobre la Economía Española* 2025/11.

Rodríguez, D. (2026). Análisis y valoración de las medidas de regulación energética del RDL 7/2026, *Apuntes Fedea* 2026/09.

Zachmann, G., Batlle, C., Beaude, F., Maurer, C., Morawiecka, M. y Roques, F. (2024). Unity in power, power in unity: why the EU needs more integrated electricity markets, *Bruegel Policy Brief 03/2024*.