

DETERMINACIÓN DEL COSTE DE NUEVOS ENTRANTES (CONE) PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESTÁNDAR DE FIABILIDAD (RS) (INF/DE/114/24)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Consejeros

D. Josep María Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 31 de octubre de 2024

Vista la solicitud formulada por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) sobre la ‘Solicitud de valores de coste de nueva entrada y propuesta de estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad’ (en adelante “la propuesta”), la Sala de Supervisión Regulatoria en ejercicio de las funciones que le atribuye el artículo 5.2.d) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y con el artículo 25.2 Reglamento (UE) 2019/943¹ del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

“2. El estándar de fiabilidad será fijado por el Estado miembro o por una autoridad competente designada por el Estado miembro a propuesta de las autoridades reguladoras. El estándar de fiabilidad se establecerá sobre la base de la metodología prevista en el artículo 23, apartado 6.”

de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, ha acordado emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

Con fecha 11 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el *“Anuncio de la Subdirección General de Energía Eléctrica por el que se da publicidad al trámite de audiencia a los interesados en el procedimiento de elaboración de la propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad”*.

Dicha resolución tiene por objeto la fijación tanto del valor de carga perdida (o VoLL, por sus siglas en inglés) como del estándar de fiabilidad (RS por sus siglas en inglés), en atención a lo previsto en los artículos 11 y 25, respectivamente, del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad. La determinación de ambos parámetros resulta imprescindible para identificar un problema de cobertura que justifique la adopción de un mecanismo de capacidad conforme a lo establecido en la normativa europea.

Para el cálculo del estándar de fiabilidad resulta necesario determinar, con carácter previo, el valor correspondiente al coste de nueva entrada de las tecnologías de referencia que sean susceptibles de aportar firmeza al sistema eléctrico, incluyendo tanto las tecnologías de generación como las de almacenamiento y respuesta de la demanda.

Con fecha 5 de julio de 2024 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recibió escrito del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico donde solicitaba a esta Comisión el cálculo de los valores correspondientes al coste de nueva entrada correspondiente a las diferentes tecnologías de referencia, de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por ACER.

También, y de conformidad con lo establecido en el artículo 25.2 del referido Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico **solicitaba a esta Comisión en el mencionado escrito la remisión de una propuesta de estándar de fiabilidad**, atendiendo a la misma metodología antes indicada.

Este documento tiene por objeto determinar el valor del coste de nueva entrada y proponer un estándar de fiabilidad para la zona de oferta de España. En el proceso de elaboración de este documento se han tenido en cuenta los comentarios y aportaciones de los sujetos relevantes del sistema eléctrico español, en el contexto de una reunión de trabajo mantenida el 30 de septiembre de 2024 en la CNMC.

2. Marco legislativo

2.1. Marco legislativo europeo

El Reglamento (UE) 2019/943² del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad establece en el artículo 25 que:

“1. Al aplicar mecanismos de capacidad, los Estados miembros deberán disponer de un estándar de fiabilidad. Un estándar de fiabilidad indicará de forma transparente el nivel necesario de seguridad del suministro del Estado miembro. En el caso de las zonas de oferta transfronterizas, dichos estándares de fiabilidad serán establecidas de manera conjunta por las autoridades competentes.

2. El estándar de fiabilidad será fijado por el Estado miembro o por una autoridad competente designada por el Estado miembro a propuesta de las autoridades reguladoras. El estándar de fiabilidad se establecerá sobre la base de la metodología prevista en el artículo 23, apartado 6.

3. El estándar de fiabilidad se calculará usando al menos el valor de carga perdida y el coste de la entrada de nuevas empresas durante un horizonte temporal determinado y se expresará como «previsiones de energía no suministrada» y «previsiones de pérdida de carga».

El coste de entrada de nuevas empresas es definido por sus siglas en inglés CONE (Cost of New Entries). Sobre este parámetro el artículo 23 del Reglamento (UE) 2019/943 dispone:

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

“6. A más tardar el 5 de enero de 2020, la REGRT de Electricidad presentará a la ACER una propuesta de metodología para calcular:

- a) el valor de carga perdida;
- b) **el coste de la entrada de nuevas empresas para la generación, o la respuesta de la demanda;** y
- c) el estándar de fiabilidad a que hace referencia el artículo 25. La metodología se basará en criterios transparentes, objetivos y verificables.

7. Las propuestas a las que se refieren los apartados 3 y 6 para el proyecto de metodología, los escenarios, sensibilidades y supuestos sobre los que se basan, y los resultados del análisis europeo de cobertura en virtud del apartado 4 se someterán a la consulta previa de los Estados miembros, el Grupo de Coordinación de la Electricidad y todas las partes interesadas pertinentes y a la aprobación de la ACER con arreglo al procedimiento establecido en el artículo 27.”

Por tanto, la metodología que permite determinar el CONE ha de ser aprobada por ACER y sometida a consulta pública de las partes interesadas. Esta metodología aprobada por ACER se explica en detalle en los siguientes apartados.

2.2. Metodología ACER

El 2 de octubre de 2020, de conformidad al procedimiento de aprobación determinado en el Reglamento (UE) 2019/943, ACER publicó su decisión 23/2020 relativa a la “*metodología para calcular el valor de pérdida de carga (VoLL), el coste de nuevos entrantes (CONE) y el estándar de fiabilidad (Reliability Standard)*”³.

La metodología de ACER hace referencia al parámetro CONE en varios de sus artículos:

3

https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

- **Artículo 2:** Sobre definiciones:

(g) ‘**Coste de Nuevo Entrante**’ (**CONE**) se refiere a los costes fijos y variables de los nuevos entrantes.

(h) ‘**Coste de Renovación o Prolongación**’ (**CORP**) se refiere a los costes fijos y variables de la renovación o la prolongación de la vida de instalaciones ya existentes.

(o) ‘**Entidad encargada de calcular el CONE**’ se refiere a la entidad encargada de calcular el CONE

(w) ‘**Coste fijo de nuevo entrante**’ (**CONE_{fijo}**) se refiere a los ingresos totales anuales por unidades de la capacidad disponible (costes netos variables) que una nueva fuente de capacidad necesitaría recibir en su ciclo de vida económico para poder recuperar sus costes de capital y sus costes fijos anuales.

(x) ‘**Coste fijo de renovación o prolongación**’ (**CORP_{fijo}**) se refiere a los ingresos totales anuales por unidad de capacidad (costes netos variables) que una fuente de capacidad existente, la cual es renovada o su ciclo de vida es prolongado, necesitaría recibir en el resto de su ciclo de vida económico para recuperar los costes de capital incurridos relacionados con la prolongación o renovación y costes fijos anuales.

(ii) ‘**Tecnología de referencia**’ se refiere a una tecnología considerada en la metodología del CONE, que cumple con los criterios para ser considerada tecnología de referencia.;

(jj) ‘**Prolongación/Renovación de referencia**’ se refiere a una tecnología considerada para su renovación o prolongación, la cual cumple los criterios para ser considerada tecnología de referencia (pero es excluida de la metodología CONE)

(oo) ‘**Coste variable**’ (‘**Coste variable de nuevo entrante**’ (**CONE_{var}**) para nuevos entrantes o ‘**Coste variable de renovación o prolongación**’ (**CORP_{var}**) para fuentes de capacidad existentes que son renovadas o cuyo ciclo de vida es prolongada) se refiere a:

- i. En el caso de una fuente de generación o de almacenamiento, se refiere a los costes de generación variables de generación durante su ciclo de vida. El coste variable de generación incluye costes de combustible, costes de emisión de CO₂ y otros costes de operación variables (otros OPEX variables) durante el

periodo de operación de la fuente expresado en unidades monetarias por MWh generado.

- ii. En el caso de una fuente de respuesta de demanda (DSR⁴), la media de los precios mínimos de mercado para la activación de esa fuente particular de capacidad sobre su ciclo de vida.

• **Artículo 9:**

Determina el marco general de cálculo del CONE con los pasos a seguir para la determinación del CONE, debiendo hacer públicas las estimaciones del $CONE_{fijo}$ y $CONE_{var}$ para la generación, el almacenamiento y la respuesta de la demanda (DSR). Asimismo, establece que el cálculo del CONE deberá hacerse al menos cada 5 años, o antes, cuando se observa un cambio significativo en su valor.

Los pasos, marcados por los subsiguientes artículos de la metodología, son los siguientes:

- 1) Revisar y seleccionar las tecnologías candidatas que pueden ser consideradas como tecnologías de referencia y estimar el potencial adicional de capacidad (Art 10)
- 2) Definir las características técnicas de las tecnologías de referencia (Art 11)
- 3) Estimar los costes de capital y los costes fijos anuales para cada tecnología de referencia (Art 13)
- 4) Determinar un valor apropiado del WACC (Weighted Average Cost of Capital) para cada tecnología de referencia (Art 14)
- 5) Estimar el $CONE_{fijo}$ para cada tecnología de referencia (Art 15)
- 6) Determinar el $CONE_{var}$ para cada tecnología de referencia (Art 16)

⁴ DSR: siglas en inglés de “Demand Side Response”

- **Artículo 10:**

Especifica cómo han de ser seleccionadas las tecnologías candidatas que pueden ser consideradas como tecnologías de referencia y la estimación de la capacidad adicional de cada una de las tecnologías.

- **Artículo 11:**

Prevé que se definan las características técnicas detalladas de cada tecnología de referencia.

- **Artículo 12:**

Prevé que la autoridad competente proporcione los valores del factor de disponibilidad (“de-rating factor”) de cada tecnología de referencia.

- **Artículo 13:**

Determina que los costes de capital (CAPEX) y los costes anuales fijos (FOM) ha de ser estimado para cada tecnología de referencia.

- **Artículo 14:**

Prevé que se ha de asociar un WACC a cada tecnología de referencia.

- **Artículo 15:**

Especifica que se determine un $CONE_{fijo}$ para cada tecnología de referencia de acuerdo a la fórmula $CONE_{fijo} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$ donde EAC_{RT} es el coste anual equivalente y $K_{d,RT}$ es el factor de disponibilidad (de-rating factor) de cada tecnología de referencia.

- **Artículo 16:**

Prevé que la entidad encargada de calcular el CONE debe estimar los elementos del coste del $CONE_{var}$ de cada tecnología de referencia.

- **Artículo 17:**

Impone las exigencias de transparencia del cálculo del CONE.

- **Artículo 18:**

En los casos en los que la renovación/prolongación de la capacidad existente sea posible, se determinará el CORP (Capacity of Renewal or Prolongation). CORP sólo podrá tenerse en cuenta en las renovaciones o prolongaciones de tecnologías que cumplen con los requisitos del artículo 10 de la metodología para ser consideradas tecnologías de referencia. Para estas tecnologías de referencia de renovación/prolongación, el CORP (fijo y variable) se calculará en línea con los principios determinados para estimar el CONE (art 10-Art 16).

Por otra parte, la metodología de ACER hace referencia al estándar de fiabilidad (RS) en varios de sus artículos:

- **Artículo 2:** Sobre definiciones:

(q) **“Entidad encargada de calcular el estándar de fiabilidad”** Se refiere a la entidad encargada de calcular el estándar de fiabilidad.

(aa) **“Pérdida de carga esperada (LOLE)”** Se refiere al número de horas estimadas, en un área geográfica determinada y en un periodo de tiempo, durante el cual las fuentes de capacidad son insuficientes para cubrir la demanda y, por tanto, da lugar a energía no suministrada (ENS) a la demanda.

(bb) **“Capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad”** Se refiere a la cantidad mínima adicional de capacidad con disponibilidad (derating) requerida para poder alcanzar el nivel establecido mediante el estándar de fiabilidad.

(kk) **“Estándar de fiabilidad”** Se refiere a la medida del nivel necesario de seguridad de suministro.

- **Artículo 18**

Especifica cómo ha de determinarse el umbral de LOLE para cada tecnología de referencia ($LOLE_{RT}$), ya sea nuevo entrante o prolongación/renovación de una instalación existente. El $LOLE_{RT}$ se calcula para nuevos entrantes como

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fijo,RT}}{VoLL - CONE_{var,RT}} \text{ y para prolongación/renovación como } LOLE_{RT} = \frac{CORP_{fijo,RT}}{VoLL - CORP_{var,RT}}$$

- **Artículo 19**

Establece las condiciones de validez del umbral de LOLE para cada tecnología de referencia. El umbral del LOLE refleja, para cada tecnología, la optimización económica entre el coste marginal de un nuevo entrante (CONE) o la prolongación/renovación de una instalación existente (CORP) y la reducción marginal de la energía no suministrada estimada ($EENS = LOLE \cdot VoLL$). El óptimo se produce cuando ambas cantidades se igualan. El coste variable de la tecnología es inferior al VoLL. Esta teoría se cumple si:

- ❖ La reducción marginal de la estimación de energía no suministrada EENS puede expresarse en términos de LOLE:
 - Ninguna restricción de energía afecta la capacidad del sistema eléctrico durante las horas con ENS
 - Las restricciones de energía están adecuadamente representadas a través del factor de disponibilidad (de-rating factor)
- ❖ Se necesita capacidad adicional para poder reducir EENS.
- ❖ La EENS sólo se reduce en el área geográfica bajo estudio.

- **Artículo 20**

Establece el método de cálculo del estándar de fiabilidad mediante los $LOLE_{RT}$, la capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad y la potencia adicional de cada tecnología de referencia. El objetivo de LOLE para el estándar de fiabilidad será igual al $LOLE_{RT}$ mínimo que permite cubrir la capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad.

El estándar de fiabilidad debe expresar el nivel de seguridad de suministro que maximiza el beneficio socioeconómico durante el periodo de estudio. En ese nivel de seguridad de suministro, el coste incremental de la capacidad adicional es igual a los ahorros incrementales de los cortes de suministro a los consumidores.

Por último, la metodología de ACER establece unos requisitos mínimos de transparencia en la determinación del estándar de fiabilidad:

- **Artículo 21**

Cada entidad encargada del cálculo de los parámetros (VoLL, CONE y RS) ha de publicar al menos la siguiente información:

- La mejor estimación del $CONE_{fijo}$ y $CORP_{fijo}$, con un rango de incertidumbre cuando sea necesario.
- La mejor estimación del $CONE_{var}$ y $CORP_{var}$, con un rango de incertidumbre cuando sea necesario.
- La mejor estimación del $LOLE_{RT}$.
- Si las condiciones de validez del artículo 19 se cumplen. En caso contrario, cómo el $LOLE_{RT}$ se ha corregido y el volumen corregido.
- El potencial adicional de cada tecnología de referencia.

3. CONE

El presente capítulo tiene por objeto la aplicación de cada uno de los pasos descritos de la metodología de ACER para la determinación del CONE en España, el cual permitirá, junto al valor del VoLL, calcular el estándar de fiabilidad (RS). El artículo 9 de la metodología de ACER que establece que el cálculo del CONE deberá llevarse a cabo al menos cada 5 años, por ello el periodo de estudio del CONE será el periodo 2025-2030.

Para la obtención de datos, o para la confirmación de los mismos, se han utilizado distintas fuentes entre las que se puede citar:

- ERAA 2023⁵ (European Resource Adequacy Assessment). El ERAA es la evaluación del riesgo de seguridad de suministro eléctrico a nivel europeo llevado a cabo por ENTSOE anualmente para un periodo posterior de 10 años, conforme a lo establecido en el Reglamento 2019/943, y que tiene por objeto identificar si un estado miembro tiene los recursos suficientes para cubrir su demanda futura. ERAA 2023 es el último ERAA elaborado por ENTSOE y que por primera vez ha sido aprobado por ACER⁶.

⁵ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

⁶ <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-approves-european-resource-adequacy-assessment-eraa-marking-milestone-security-electricity-supply-across-eu-member-states>

- EU Reference Scenario 2020⁷. El Escenario de Referencia de la UE para 2020 es el escenario de referencia sobre el cual se han desarrollado escenarios y variantes de políticas específicas utilizadas para evaluar las opciones que informan las iniciativas políticas del paquete del Pacto Verde Europeo adoptado por la Comisión Europea en julio de 2021. Además, el EU Reference Scenario ha sido empleado por varios Estados miembro para la elaboración de sus estudios de CONE así como en el ERAA 2023.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima⁸ (PNIEC), actualización del año 2023. Este Plan es el instrumento de planificación estratégica para abordar la transición energética recogido en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética y el Reglamento (UE) 2018/1999, de 11 de diciembre, sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. En el año 2020 España publicó su primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030, recogiendo los compromisos de España en materia de clima y energía para la década, siendo el primer gran ejercicio de planificación estratégica integral en energía y clima de nuestro país. La actualización del PNIEC viene establecida en el artículo 14 de dicho Reglamento que establece que, a más tardar el 30 de junio de 2023, cada Estado miembro debe presentar a la Comisión un proyecto de actualización del PNIEC más reciente⁹.
- Real Decreto-Ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de carbón. En este Real Decreto se actualiza la rentabilidad razonable aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía

⁷https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en

⁸ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

⁹ Esta actualización modifica los objetivos del PNIEC del año 2020 teniendo en cuenta el aumento de ambición climática a nivel europeo, plasmado en los paquetes «Objetivo 55» y «REPowerEU», el contexto energético más reciente, la necesidad de reforzar la autonomía estratégica, el progreso en la implementación de las medidas establecidas en el PNIEC 2020, o los avances logrados gracias al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, hojas de ruta, estrategias y medidas.

renovable, cogeneración y residuos cuyo régimen retributivo está previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del sector eléctrico y en los artículos 19 y 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como la tasa de retribución financiera de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional.

- Orden TED/113/2024¹⁰, de 9 de febrero, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2024.
- Technical and economic study of two energy storage technologies in Spain ¹¹ de G-advisory y Simulyde, referenciado por ASEALEN (Asociación Española de Almacenamiento de Energía).
- Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España¹², Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

¹⁰ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774

¹¹ https://www.asealen.es/wp-content/uploads/2023/02/20230217-Conclusions-Technical-and-economic-study-of-two-energy-storage-technologies-in-Spain_G-advisory-Simulyde.pdf

¹² https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf

- Estudios de CONE de otros Estados miembros: Bélgica¹³, Italia¹⁴, Francia¹⁵, Alemania/Luxemburgo¹⁶, Suecia¹⁷, República Checa¹⁸, Finlandia¹⁹, Estonia²⁰, Eslovenia²¹ y Grecia²².

3.1. Determinación de tecnologías de referencia

El primer paso para calcular el CONE de un determinado sistema eléctrico es identificar las tecnologías representativas de los potenciales futuros desarrollos de nueva potencia en el sistema. El artículo 10 de la metodología de ACER establece dos criterios acumulativos que han de cumplir las tecnologías candidatas para poder ser seleccionadas como tecnologías de referencia para el cálculo del CONE. Estos criterios consisten, a grandes rasgos, en presentar unas características estándar y en disponer de un potencial de desarrollo constatado:

- 1) **Tecnología estándar**, que debe cumplir con:

¹³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Note-Cout-d-un-nouvel-entrant-CON E-BE-10062022-SIGNED.pdf>

¹⁴ https://download.terna.it/terna/proposta_standard_adequatezza_sistema_8d9277fde7d3b7b.pdf

¹⁵ https://services-rte.fr/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/Critere_Seurite_Proposition_De_Mise_A_Jour_2022%20vfinal.pdf

¹⁶ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?__blob=publicationFile&v=4

¹⁷ https://ei.se/download/18.3d2b82b179c18ed4ae8ca/1622466418795/Eis-förslag-till-tillförlitlighetsnorm-för_Sverige-Ei-R2021-05.pdf

¹⁸ https://www.mpo.cz/assets/en/energy/electricity/2023/5/91737_ceps-maf-2022-eng.pdf

¹⁹ <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+päivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdcc5/Energiaviraston+päivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571>

²⁰ https://elering.ee/sites/default/files/public/varustuskindluse%20konverentsid/Varustuskindluse%20vebinarid/Elering_webinar_Dmitri%20Perekhodtsev_20201105.pdf

²¹ https://www.eles.si/Portals/0/Documents/SLO/razvoj_in_vzdrzevanje/Standard_zanesljivosti_CONE_VoL_in_RS.pdf

²² https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2022/04/gnomatodotisi_12.pdf

- a. La información sobre los componentes del coste ha de estar disponible y ha de ser fiable y genérica.
 - b. Los costes de construir y operar unidades de la tecnología deben ser del mismo orden de magnitud de un proyecto a otro.
 - c. El desarrollo de la tecnología no está afectado por limitaciones técnicas. Las tecnologías con capacidad individual limitada que pueden ser reagrupadas deben ser consideradas si hay datos estándar y fiables que estén disponibles para caracterizar estos grupos.
- 2) **Potencial de nuevo entrante.** La tecnología de referencia debe tener potencial de ser instalado como nueva tecnología en los próximos años. Para ello se ha de demostrar:
- a. Esta tecnología ha sido instalada en los últimos años, está en proceso o se está planeando su desarrollo en el periodo de tiempo considerado.
 - b. El desarrollo futuro de esta tecnología está permitido y no está significativamente obstaculizado por el marco regulatorio nacional o europeo.

La metodología de ACER establece que la elección o no de una tecnología de referencia es independiente de que esa tecnología sea identificada como elegible para la participación en un mecanismo de capacidad en los Estados Miembros. Es decir, la elección de tecnologías de referencia que efectúa este informe no condiciona el alcance de un consiguiente mecanismo de capacidad.

3.1.1. Primer criterio: Tecnología estándar

La Tabla 1 sintetiza la evaluación del cumplimiento del criterio 1 (tecnología estándar) por las tecnologías candidatas. Se consideran tecnologías candidatas aquellas presentes en el parque de generación español o aquellas para las que se constata un posible desarrollo en los próximos años en base a la actualización propuesta del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima²³.

²³ Última actualización disponible <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-antteriores/detalle-participacion-publica-k-607.html>

Además de nuevas tecnologías, en esta Tabla también se ha incluido como tecnología candidata la renovación/prolongación de la vida útil de los ciclos combinados que podrían causar baja en el periodo de estudio. En el sistema peninsular hay instalados 24,5 GW de ciclos combinados repartidos por todo el territorio. Estas plantas empezaron a instalarse en el año 2002 y su potencia instalada fue creciendo progresivamente hasta el año 2013. Muchas de estas instalaciones van a cumplir en los próximos años y hasta 2030, periodo de análisis de este estudio, más de 25 años, es decir, van a superar su ciclo de vida útil. Asimismo, algunos de sus titulares han iniciado el proceso administrativo de solicitud de cierre, aun con anterioridad a la conclusión del ciclo de vida útil de las plantas. Por ello, en este estudio se considera que la renovación o prolongación de la vida de los ciclos combinados existentes pudiera ser una alternativa a la construcción o puesta en marcha de nueva capacidad de generación, almacenamiento o respuesta de la demanda.

Asimismo, y a semejanza de lo comentado con los ciclos combinados, se considera como alternativa la posibilidad de que se produzca una renovación de una parte de las instalaciones de cogeneración que alcancen su ciclo de vida²⁴.

Las tecnologías que no cumplirían el criterio 1 serían los residuos y biomasa y la respuesta de la demanda. La tecnología de los residuos y la biomasa se ha descartado porque comprende instalaciones con muy diversas especificaciones y, por ello, no es posible determinar unos costes estándar que representen al conjunto de la tecnología. En cuanto a la respuesta de la demanda, esta tecnología se encuentra aún en fase incipiente de desarrollo en el mercado español y presenta escasa participación en la provisión de servicios al sistema, exceptuando la participación de algunas instalaciones en servicios específicos de balance (SRAD). Por tanto, puede considerarse una tecnología para la que no se dispone de registros de datos de costes que puedan admitirse como genéricos y representativos de la respuesta por parte de los distintos sectores de la demanda española (doméstico, comercial, industria pequeña y gran

²⁴ El Ministerio para la Transición Ecológica ha lanzado una consulta previa sobre las convocatorias para la asignación del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, donde se estima que en 2030 unos 2.400 MW de potencia de cogeneración habrán superado su vida útil regulatoria y donde se indica que la antigüedad de las instalaciones existentes hace que sea necesaria su modernización, para adaptarse a las nuevas circunstancias de los mercados energéticos, en los que cada vez es más necesaria una cogeneración que opere con mayor flexibilidad y eficiencia. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-707.html>

industria), desconociéndose asimismo la validez para el sistema español que pudieran tener los costes revelados en otros sistemas eléctricos.

Tecnología candidata	Información de los costes fiable y genérica está disponible	Los costes de construcción y de operación de unidades de la tecnología son del mismo orden de magnitud de un proyecto a otro	Desarrollo significativamente afectado por limitaciones técnicas	Tecnología estándar
Plantas de carbón	SI	SI	NO	SI
Ciclos combinados (CCGT)	SI	SI	NO	SI
Turbinas de gas (OCGT)	SI	SI	NO	SI
Motores de combustión interna (diésel y gas)	SI	SI	NO	SI
Cogeneración	SI	SI	NO	SI
Plantas hidráulicas	SI	SI	NO	SI
Fotovoltaica	SI	SI	NO	SI
Eólica onshore	SI	SI	NO	SI
Eólica offshore	SI	SI	NO	SI
Bombeo hidráulico	SI	SI	NO	SI
Residuos y biomasa	SI	NO	NO	NO
Almacenamiento de baterías	SI	SI	NO	SI
Respuesta de la demanda	NO	*	NO	NO ²⁵
Prolongación de los ciclos combinados	SI	SI	NO	SI
Prolongación de la cogeneración	SI	SI	NO	SI

Tabla 1. Evaluación del cumplimiento del criterio 1 para poder ser consideradas tecnologías de referencia

²⁵ La exclusión de la respuesta de la demanda como tecnología estándar presentó consenso entre los sujetos en la reunión de trabajo del 30 de septiembre referida en antecedentes. No obstante, los sujetos argumentaron que se espera un crecimiento de la respuesta de la demanda en los próximos años y, por ello, tendrá que revisarse su consideración en futuras actualizaciones de la determinación del CONE.

* Se desconoce, por falta de madurez de la respuesta de la demanda a nivel nacional, si existen elevadas diferencias de costes entre proyectos de los distintos sectores de la respuesta de la demanda

3.1.2. Segundo criterio: Potencial de nuevo entrante

La Tabla 2 sintetiza la evaluación de los parámetros de cumplimiento del criterio 2 de las tecnologías candidatas, de conformidad a la metodología de ACER. Se considera tecnología con potencial de nuevo entrante a aquella cuya potencia instalada experimentará un incremento a 2030 en España, de acuerdo con el desarrollo del parque de generación español previsto en el PNIEC.

A continuación, se justifican las razones por las cuales se considera que el criterio 2 (ser una tecnología con potencial de desarrollo) no se cumple en algunas de las tecnologías candidatas a ser referencia de coste:

- La tecnología nuclear ha sido descartada como tecnología de referencia porque se espera en los próximos años un cierre ordenado del parque nuclear español en base a la planificación del Gobierno²⁶.
- En cuanto a las plantas de carbón, en España ya se ha producido una considerable reducción de la capacidad instalada en los últimos años y, según las estimaciones del PNIEC, se espera que se complete el cierre definitivo de las instalaciones que están todavía en funcionamiento entre 2025 y 2030.
- Respecto a los ciclos combinados, hay una capacidad de esta tecnología actualmente en España de 26,6 GW (incluidos los territorios no peninsulares). El PNIEC considera que la capacidad de ciclos combinados se mantendrá en 2025 y 2030 igual a la actual, por lo que se descarta la construcción de nuevas instalaciones.²⁷

²⁶ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/nuclear/residuos/plan-general.html>

²⁷ En el caso de los ciclos combinados, el PNIEC prevé que el parque mantendrá su potencia hasta 2030, lo que requeriría la prolongación de la vida de estas instalaciones o, alternativamente, la construcción o puesta en marcha de nueva capacidad que sustituya a las instalaciones que cesen su actividad en este periodo. Teniendo en cuenta el contexto actual, se considera que el mantenimiento de la potencia instalada a través de la prolongación de la vida de las plantas existentes es una opción más probable que la instalación de nueva potencia, teniendo en cuenta los costes asociados a cada una de estas opciones.

- Los motores de combustión interna y las turbinas de gas (OCGT) están instalados exclusivamente en territorios no peninsulares. No prevé el PNIEC su desarrollo en el territorio peninsular. Adicionalmente, los motores de combustión no se consideran como tecnología de referencia por su impacto medioambiental, que va en contra de los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ y medioambientales establecidos a nivel europeo.
- Con respecto a la cogeneración, el PNIEC prevé la celebración de subastas que contemplen tanto la modificación de las cogeneraciones existentes como la construcción de nuevas instalaciones por un total de 1.200 MW durante el periodo 2021-2030. No obstante, debido al menor coste de la renovación que la nueva instalación, de cara a este estudio se contempla como opción más económica la prolongación de la vida de la cogeneración.
- Respecto a la gran hidráulica, España tiene una capacidad instalada de 14 GW actualmente y, de acuerdo con el PNIEC, no se prevén nuevos recursos hidráulicos en los próximos años, excepto alguna posible repotenciación o una expansión del bombeo hidráulico.

Tecnología candidata	Capacidad desarrollada en los últimos años	Capacidad en desarrollo	Planificada instalación en el periodo de tiempo considerado	Futuro desarrollo o permitido por marco legislativo nacional	Futuro desarrollo o permitido por el marco legislativo europeo	Potencial nuevo entrante
Plantas nucleares	NO	NO	NO	SI	SI	NO
Plantas de carbón	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Ciclos combinados (CCGT)	NO	NO	NO	SI	SI	NO
Turbinas de gas (OCGT)	NO	NO	NO	SI	SI	NO
Motores de combustión interna (diésel y gas)	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Cogeneración	NO	NO	SI	SI	SI	NO
Plantas hidráulicas	NO	NO	NO	SI	SI	NO
Fotovoltaica	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Solar térmica	NO	NO	SI ¹	SI	SI	SI
Eólica onshore	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Eólica offshore	NO	NO	SI	SI	SI	SI
Bombeo hidráulico	NO ²	SI	SI	SI	SI	SI
Residuos y biomasa	SI	NO	SI ³	SI	SI	SI
Almacenamiento de baterías	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Respuesta de la demanda	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Prolongación de los ciclos combinados	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Prolongación de la cogeneración	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Tabla 2. Evaluación del cumplimiento del criterio 2 para poder ser consideradas tecnologías de referencia

¹ El PNIEC establece nueva capacidad de solar térmica en el territorio nacional.

² A nivel Ibérico si se ha desarrollado capacidad instalada nueva en los últimos 5 años: Támeqa (2022-2024, Portugal)

³ El PNIEC establece que habrá nueva capacidad instalada de biomasa pero no de residuos, donde sucede lo contrario.

3.1.3. Listado de tecnologías de referencia

En la Tabla 3 se muestra el resultado de la evaluación de los dos criterios que determinan la selección de las tecnologías de referencia para la obtención del CONE de España. Esto es, tecnologías estándar con un potencial significativo como nuevo entrante.

Tecnología candidata	Criterio 1: tecnología estándar	Criterio 2: Potencial nuevo entrante	Tecnología de referencia
Plantas nucleares	SI	NO	NO
Plantas de carbón	SI	NO	NO
Ciclos combinados (CCGT)	SI	NO	NO
Turbinas de gas (OCGT)	SI	NO	NO
Motores de combustión interna (diésel y gas)	SI	NO	NO

Cogeneración	SI	NO	NO
Plantas hidráulicas	SI	NO	NO
Fotovoltaica	SI	SI	SI
Solar térmica	SI	SI	SI
Eólica onshore	SI	SI	SI
Eólica offshore	SI	SI	SI
Bombeo hidráulico	SI	SI	SI
Residuos y biomasa	NO	SI	NO
Almacenamiento de baterías	SI	SI	SI
Respuesta de la demanda	NO	SI	NO
Prolongación de los ciclos combinados	SI	SI	SI
Prolongación de la cogeneración	SI	SI	SI

Tabla 3. Tecnologías de referencia y tecnologías candidatas no seleccionadas por no cumplir el criterio 1 y/o el criterio 2.

3.2. Potencial de capacidad adicional

El artículo 10 de la metodología de ACER, por último, establece que la entidad encargada del cálculo del CONE deberá calcular el potencial de capacidad adicional para cada una de las tecnologías de referencia, estimando cuánta capacidad adicional podría ser razonablemente instalada (o renovada) por los inversores en el área geográfica analizada, en este caso, el sistema eléctrico peninsular español; y para el periodo de tiempo analizado, en este caso, se considera como periodo 5 años para los cuales inicialmente el CONE estará vigente, es decir, hasta el año 2030.

Se ha tomado el PNIEC como base para determinar las capacidades adicionales de las tecnologías de referencia. Este documento representa la prospectiva energética oficial del sistema eléctrico español, siendo, por tanto, la fuente más fiable disponible para la evolución de la capacidad del parque de generación eléctrico nacional hasta 2030. Se ha calculados la capacidad adicional como la diferencia entre los valores de potencia instalada de cada tecnología en 2025 y 2030.

Tabla 2.5. Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	36.149	62.054
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	46.501	76.277
Solar termoelectrica	2.300	2.300	2.304	4.804
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1009	1409
Carbón	10.159	10.159	0**	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	9.289	18.913
Total	111.100	115.015	151.173	214.236

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoelectrica llega a 22,5 GW

Para algunos casos el PNIEC no puede ser usado como referencia, ya que no aporta el desglose necesario. Se justifica a continuación el valor considerado en estos casos:

- Respecto a la generación eólica onshore y offshore, en el PNIEC se estima la evolución de la generación eólica instalada en España sin desagregar entre offshore y onshore. La variación entre 2025 y 2030 estimada en el PNIEC es de 25,9 GW. Por otro lado, el Gobierno aprobó en 2021 la Hoja de Ruta de Eólica Marina y Energía del Mar en España²⁸, donde se establece como objetivo que en 2030 se instale en España una capacidad de eólica marina (offshore) entre 1 y 3 GW. Teniendo en cuenta estos valores, en este estudio se toma el valor medio del objetivo offshore, 2 GW, como potencial de capacidad entrante de la tecnología eólica marina y el esto, 23,9 GW, para la eólica onshore.
- Para determinar el potencial de capacidad de la prolongación de los ciclos combinados se ha analizado cuántas instalaciones van a superar en este periodo (hasta 2030) su ciclo de vida. Considerando 25 años de vida útil, los ciclos instalados en España puestos en marcha hasta 2005 habrían

²⁸ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf

terminado su vida útil entre 2025 y 2030. En 2005 había instalada en España una capacidad de 11,9 GW de esta tecnología.

- Para el almacenamiento en batería y bombeo, el PNIEC sólo determina la evolución del almacenamiento en su conjunto. Para poder obtener el potencial del almacenamiento separando cada una de sus tecnologías, se ha tomado el valor desagregado que el operador del sistema eléctrico español ha facilitado como datos iniciales para la elaboración de los escenarios del ERAA 2024²⁹. Así, se establece que en 2030 se habrá instalado 3,5 GW de bombeo hidráulico adicional a lo instalado en la actualidad. Teniendo en cuenta los datos de incremento del almacenamiento en el PNIEC, 9,624 GW entre 2025 y 2030, resulta que 3,5 GW corresponden a bombeo hidráulico y el resto, 6,125 GW a baterías²⁹.
- Para la prolongación de la vida de la cogeneración, se establece que el potencial máximo de su capacidad es igual a la subasta de 1.200 MW contemplada en el PNIEC.

Tecnología de referencia	Potencial de nuevos entrantes [GW]
Fotovoltaica	29,8
Solar térmica	2,5
Eólica onshore	23,9
Eólica offshore	2
Bombeo hidráulico	3,5
Almacenamiento de baterías	6,1
Prolongación de los ciclos combinados	11,9
Prolongación de la cogeneración	1,2

Tabla 4. Potencial de nuevos entrantes/prolongación

²⁹ El PNIEC contempla adicionalmente un incremento de potencia de almacenamiento antes de 2025 de 2,8 GW.

3.3. Características técnicas de las tecnologías de referencia

El artículo 11 de la metodología establece que la entidad encargada del cálculo del CONE deberá determinar las especificaciones técnicas de cada tecnología de referencia. Las especificaciones se refieren, al menos, a aquellas enumeradas en dicho artículo, que son las que puedan tener un impacto en los costes estimados (Artículo 13) o en los “derating factors” (Artículo 12).

Las especificaciones deberán, dentro de lo posible, estar definidas en base a:

- a) Estimaciones preferentemente hechas por inversores privados con comportamiento racional, teniendo en cuenta en cuenta proyectos construidos o planeados recientemente en el área consideradas o en áreas geográficas similares.
- b) En ausencia de unidades planificadas o existentes, expectativas sobre futuros casos de negocio, regulación e infraestructura.
- c) Hipótesis relevantes del último estudio de evaluación de la cobertura europeo (ERAA) o nacional (NRAA) u otro estudio con dicho fin ya sea nacional o europeo.
- d) La aplicación del marco legal y regulatorio considerado en el área geográfica considerado.

Por último, las fuentes de información pueden ser proporcionadas por los operadores, información de expertos de la industria, bases de datos y softwares de modelado, investigación académica y experiencia y conocimiento de agentes competentes.

Las tablas recogidas en los apartados siguientes incluyen los parámetros correspondientes a las especificaciones técnicas relevantes de cada una de las tecnologías de referencia. No todos los parámetros sobre las características técnicas se muestran en este documento, bien por ser información no disponible (tecnologías aun no desarrolladas), bien para evitar extender en exceso el texto (las especificaciones de las tecnologías existentes son conocidas), bien por no aportar valor justificativo al cálculo del CONE.

3.4. Factor de disponibilidad (de-rating factor)

La entidad encargada del cálculo del CONE debe determinar el factor de disponibilidad (de-rating factor) para cada tecnología de referencia. Este factor refleja la probabilidad de que la capacidad instalada de cada tecnología de referencia pueda contribuir a proveer la cobertura necesaria cuando hay energía no suministrada en el sistema (ENS).

Los factores de disponibilidad han de basarse en las hipótesis que se aplicaron anteriormente en la determinación de un estándar de fiabilidad. En este caso, España no había manejado hasta la fecha ningún factor de disponibilidad para la determinación del CONE, por lo que no se dispone de una referencia específica para los factores de disponibilidad.

La metodología de ACER muestra preferencia por la utilización de unos factores de disponibilidad estándar y constatados para definir el $CONE_{fijo}$, ya que exige una justificación de los valores utilizados cuando estos se desvíen de los valores considerados en el ERAA y/u otro estudio. Sin embargo, con la información disponible del ERAA 2023 no se ha identificado que se haya publicado ningún valor del factor de disponibilidad ni europeo ni nacional que pueda servir de base o de contraste. Por ello, se toman como base los valores estándar de disponibilidad de las distintas tecnologías usados para el cálculo de precios regulados del sistema eléctrico español en 2024 (Orden TED/113/2024³⁰, de 9 de febrero, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2024). Sin embargo, los factores de disponibilidad de la Orden TED/113/2024 representan la disponibilidad de cada una de las tecnologías de media y no la disponibilidad sólo en situaciones de escasez.

Con objeto de poder determinar un valor más preciso para este factor, se ha analizado la disponibilidad por tecnologías basada en datos históricos (información de 2023), considerado su disponibilidad media en el 10% de horas del año con menor margen de cobertura, el cual ha sido elaborado por REE³¹:

³⁰ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774

³¹ Este estudio de disponibilidad fue aportado por REE en el marco del grupo de trabajo referido en el epígrafe de Antecedentes

TECNOLOGÍA	Promedio
CICLO COMBINADO	82%
BOMBEO	82%
EÓLICA	15%
FOTOVOLTAICA	3%
TERMOSOLAR CON ALMACENAMIENTO	22%
TERMOSOLAR SIN ALMACENAMIENTO	2%
COGENERACIÓN	42%

Fuente: Información aportada por REE en el marco de la reunión de trabajo realizada sobre este informe

Por esta razón se ha decidido utilizar en este estudio un rango del factor de disponibilidad, para cada tecnología de referencia, entre el valor de la Orden TED/113/2024 y el valor de disponibilidad de REE.

En los casos en los que la orden o los datos de REE no contemplen factores de disponibilidad para alguna de las tecnologías de referencia, se han utilizado los siguientes valores:

- Eólica offshore: Se determina que el factor de disponibilidad es similar a la eólica onshore, debido a no disponer de unos datos fiables de disponibilidad en España de la tecnología offshore, ya que no se ha instalado en territorio nacional hasta la fecha.
- Almacenamiento de baterías: En la Orden TED/113/2024 se estima que el valor del almacenamiento de baterías es similar al de los bombeos. Sin embargo, en el estudio del CONE de Italia (27% para un ratio Energía/Potencia E/P=4 y 70% para un E/P = 1) y de Bélgica (31%) se determinan valores de factor de disponibilidad que varían considerablemente frente a esta hipótesis de la orden. En este mismo sentido se han pronunciado varios sujetos en la reunión de trabajo referida en antecedentes. La discrepancia podría deberse a la escasa implantación de esta tecnología hasta la fecha en el sistema eléctrico español. En estas circunstancias, se ha optado por dar mayor credibilidad a los datos de los sistemas donde la tecnología presenta mayor madurez. Por tanto, se estima que el valor podría encontrarse en el rango de los valores del factor de disponibilidad mínimo y máximo de Italia y Bélgica³².

³² Asimismo, se ha analizado los factores de disponibilidad empleados en los mecanismos de capacidad de Reino Unido, donde en función de las horas de la duración del almacenamiento

La elección de este rango permite cubrir las distintas tipologías de almacenamiento no hidráulico que podrían desarrollarse en España.

La tabla siguiente recoge las consideraciones anteriores:

Tecnología referencia	de	Factor de disponibilidad* [%]
Fotovoltaica		3 - 11
Solar térmica		11 - 22
Eólica onshore		15 - 22
Eólica offshore		15 - 22
Bombeo hidráulico		73 - 82
Almacenamiento de baterías		27 - 70
Prolongación de los ciclos combinados		82 - 93
Prolongación de la cogeneración		39** - 42

Tabla 5. Factores de disponibilidad de las tecnologías de referencia

*Para la determinación del factor de disponibilidad se ha empleado la mejor referencia disponible en el momento de elaboración de este documento, al no disponer de un factor de disponibilidad aprobado en un mecanismo de capacidad en España.

** El combustible para la cogeneración de la Orden TED/113 /2024 es el gas natural

3.5. CAPEX, FOM y WACC

El Artículo 13 de la metodología de ACER dispone que la entidad encargada de calcular el CONE ha de estimar los costes de capital (CAPEX) y los costes anuales fijos (FOM) para cada tecnología de referencia. Estos costes han de incluir:

se determina el factor de disponibilidad. Para una duración del almacenamiento entre 1 y 4 en las subastas T-4 y T-1 de 2022 y 2023, este factor variaría entre el 7-18,6 % y 30,7%-62,3%. El rango seleccionado en este estudio comprendería en gran medida estos datos. <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Electricity%20Capacity%20Report%202023.pdf>

- a) Costes de contratista, incluido equipos, mano de obra, materiales, tasa de contratistas y contingencias del contratista.
- b) Costes de inversión, incluidos costes de desarrollo del proyecto, coste de las licencias y permisos necesarios, costes incurridos durante la fase de pruebas previos a la puesta en operación, costes de interconexiones eléctricas, coste de conexión a la red de gas u otro combustible, software y tecnología de comunicación, costes del uso dual de combustible y coste del terreno, etc.
- c) Otros costes iniciales relacionados con la compensación medioambiental, compensación a los residentes locales, desmantelamiento, etc.

Los costes de capital y los costes anuales fijos han de considerar las características de las tecnologías de referencia, teniendo en cuenta siempre que se pueda los precios específicos, características y requisitos específicos de cada país. Los costes además han de basarse en fuentes transparentes, fiables y verificables. Además, se han de expresar en la moneda local, en este caso en euros.

La entidad encargada del cálculo del CONE ha de determinar el WACC (coste de capital medio ponderado) para la determinación del CONE. Éste ha de representar la tasa mínima de retorno requerida por los proveedores de fondos para financiar la tecnología de referencia en el área geográfica específica y debe basarse en datos de mercado transparentes.

Donde sea relevante y bajo datos disponibles robustos, se podrá calcular un valor de WACC distinto para cada tecnología de referencia, tal que refleje las diferencias en los riesgos asumidos para cada una de ellas.

Si no hubiera un valor disponible de WACC, se deberá calcular de nuevo en base a lo especificado en el Anejo 2 de la metodología de ACER. Se podrá estimar un rango de incertidumbre para reflejar las incertidumbres del cálculo.

Con objeto de utilizar fuentes de datos verificables y aceptadas se van a tomar los datos de CAPEX y FOM de las tecnologías de referencia del “*EU Reference Scenario 2020*”. En ciertos casos, dicha referencia no recoge los datos de CAPEX y FOM de algunas de las tecnologías de referencia, o no lo hace con el detalle necesario. Se exponen a continuación las consideraciones efectuadas y los datos tenidos en cuenta en estos casos:

- Almacenamiento de baterías: En lo que respecta al CAPEX, se toma el valor del EU Reference Scenario 2020 para baterías de gran tamaño y pequeño tamaño, con los valores ofrecidos en unidades de €/MWh, con los MWh referidos a la energía almacenada (175.000 €/MWh de pequeño tamaño y 300.000 €/MWh de gran tamaño). Para convertirlo en unidades de potencia se supone una relación de E/P de 1 y 4, como estima el estudio de CONE de Italia. Con ello, el valor del CAPEX y FOM de las baterías varía entre 175.000-700.000 €/MW para las de pequeño tamaño y entre 300.000-1.200.000 €/MW para las de gran tamaño. Debido a la falta de datos sobre las especificaciones de la tecnología que se desplegará en España en los próximos años, se asume un valor medio entre los extremos, y por tanto se estima un CAPEX promedio de 775.000 €/MW. El valor del CAPEX obtenido sobre la base del EU Reference Scenario 2020 es similar al valor aportado en el estudio específico en España de G-advistory y Symulide “*Technical and economic study of two energy storage technologies in Spain*”. En este estudio se otorga un rango de CAPEX de 262.000 €/MWh para las baterías de 4 horas y 308.000 €/MWh para las de 2 horas.

El mismo razonamiento se aplica al FOM, donde resulta un valor promedio de entre el FOM de baterías de gran tamaño (26.400 €/MW) y el de pequeño tamaño (16.900 €/MW).

- Prolongación de la vida de los ciclos combinados:
 - El valor del FOM se toma del EU Reference Scenario 2020. Concretamente, se toma el FOM indicado para las nuevas instalaciones de ciclos combinados (22.000 €/MWh), puesto que este coste no ha de ser muy dispar al de un ciclo combinado de nueva construcción. Sin embargo, a nivel nacional también se dispone de valores del FOM de ciclos combinados, obtenidos de la consulta pública realizada por la entonces CNE en junio de 2012 sobre la implementación de un nuevo mecanismo de capacidad, del que se concluyó que el coste anual fijo de explotación de los ciclos combinados podía estimarse en el entorno de 12.000 €/MW³³. Este valor, actualizado con la tasa de inflación desde esa fecha hasta la actualidad, arroja un FOM de 14.269 €/MW. Se observa una

³³ https://www.cnmc.es/sites/default/files/1547950_8.pdf

discrepancia entre el valor del EU reference Scenario y el nacional, lo que puede deberse a que a nivel nacional los peajes del gas afloran en sus términos variables, por la naturaleza del sistema de peajes gasista nacional y por la práctica de contratación de corto plazo que realizan los sujetos. En consecuencia, para que los valores sean a la vez consistentes con datos europeos y reflejen la realidad nacional, se ha decidido tomar un rango para el FOM de la prolongación/renovación de los ciclos combinados, 14.269 €/MW-22.000 €/MW³⁴.

- El CAPEX recogido en el EU reference Scenario 2020 se refiere a la inversión requerida para la construcción de este tipo de instalaciones y no para la prolongación de la vida de instalaciones ya existentes, por lo que no sería una referencia adecuada. Por otra parte, el CAPEX de prolongación de ciclos combinados del ERAA 2023 se basa en un estudio de Elia de “*Adequacy and flexibility Study for Belgium 2022-2023*”³⁵ donde el valor de CAPEX para la prolongación de ciclos combinados se estima en 100.000 €/MW³⁶ para 15 años de vida útil adicional. Este valor estaría en el entorno del que manejan otras fuentes (Elia³⁷ en 2024 120.000 €/MW para la prolongación de vida de 15 años; UK Department of

³⁴ En la reunión de trabajo del 30 de septiembre, los sujetos titulares de ciclo combinado consideraron razonable el valor del FOM de 22.000 €/MW como valor representativo de los costes fijos anuales actuales de los ciclos combinados. Asimismo, aportaron otras fuentes con valores en el entorno de los 22.000 €/MW, como son el ERAA 2023 (18.000 - 20.000 €/MW) y un estudio de PwC “Situación actual y perspectivas futuras de los CCGTs” de junio de 2020 (21.900 €/MW; https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/2020/06/PwC_Sedigas_CCGT_Webinar_20200605_def_.pdf).

³⁵ https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf

³⁶ Se basan en valores de esta tecnología en Bélgica. Se hace mención a que los valores pueden variar dependiendo de la política de mantenimiento de la unidad, su modo de operación, el número de arranques, la tecnología específica, etc...

³⁷ Elia (2024) https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_flexibility_study_for_belgium_2024-203?fr=sOTBhNDYxOTUwMTY

Security and Net Zero³⁸ en 2023, 50.000 £/MW para la prolongación de vida de 5 años; US EIA en 2019, 15,76 \$/kW año)³⁹

- Prolongación de vida de la cogeneración: En este caso se han tomado los valores aportados por IDAE⁴⁰ para la modificación de una planta existente con un rango de potencia 10-25 MW, con tecnología de turbina de gas en ciclo simple o combinado⁴¹. El CAPEX estimado como valor representativo a nivel nacional es de 645.000 €/MW, mientras que el FOM (incluyendo en el coste fijo los términos fijos del peaje de gas) se estima en 31.800 €/MW.

En lo que respecta al valor del WACC, en España el Real Decreto-Ley 17/2019 estableció en el 7,09 % la rentabilidad razonable para la retribución específica de las tecnologías renovables que se encuentran remuneradas por el régimen retributivo del Real Decreto 413/2014, para el periodo 2020-2025. Asimismo, en este mismo Real Decreto-Ley se determina la tasa de retribución financiera de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional en 5,58%. Ambos valores se establecieron con base en informes previos de la CNMC, que efectuaron los cálculos con base en datos del periodo de cálculo 2012-2017.

La metodología del cálculo del WACC para las tecnología renovables (7,09%) recoge en cierta medida el riesgo de una actividad que también está sujeta a las variaciones de los precios del mercado. Sin embargo, la tasa de retribución a la

³⁸ UK Departmen for Energy Security and Net Zero (Reino Unido) <https://urldefense.com/v3/https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e3a3a32f2b3b3bc587cd767f8-assessing-deployment-potential-flexible-capacity-gb-interim-report.pdf> ;!!OjemSMKBgg!mHhkJfUFlxZabZ9MTD_K5iKhLWiJjCglf7KUqtOqgluhELtrsJLIQgKypgashShSGLcqQ7Mn6vf7X_ue18_1HtvGEY\$

³⁹ En la reunión de trabajo del 30 de septiembre, los sujetos titulares de instalaciones de CCGT indicaron, con carácter general, que un valor de 100.000 €/MW podía ser representativo del CAPEX necesario para llevar a cabo la prolongación de la vida de los ciclos combinados en España.

⁴⁰ Estos datos han sido aportados por IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía) a los efectos de este informe exclusivamente.

⁴¹ Esta es una tipología de inversión que será contemplada en futuras subastas de cogeneración con gas natural. Para la cuantificación del FOM se ha partido de datos de plantas conocidas por IDAE, a partir de las cuales se ha llevado a cabo escalabilidad por diferente potencia y actualización de índices en base al IPRI.

generación en territorios no peninsulares (5,58%) se basa en la retribución de una actividad totalmente regulada y, por tanto, sin riesgo, situación que no correspondería a la de una instalación en la península. Por ello, teniendo en cuenta los datos disponibles a la fecha de elaboración de este informe, se considera adecuado a los efectos de la metodología del CONE, utilizar un rango entre estos dos valores, añadiendo a la tasa del 5,58 % una tasa de interés adicional que tenga en cuenta el riesgo asumido por los inversores (*hurdle rate*). En este caso, podría ser razonable considerar un hurdle rate del 3%, similar al utilizado en el ERAA 2023. Por tanto, el rango del WACC se situaría entre el 7,09% y el 8,58%.

En la Tabla 6 se muestra un resumen de los valores adoptados de CAPEX, FOM, WACC, ciclo de vida y años de construcción que son necesarios para el estudio del CONE_{fijo}.

Tecnología de referencia	CAPEX [€/MW]	FOM [€/MW año]	WACC [%]	Ciclo de vida de la inversión	Años de construcción
Fotovoltaica	541.000 ¹	17.000 ¹	7,09 – 8,58	25	1
Solar térmica	2.625.000 ²	112.500 ²	7,09 – 8,58	25	1
Eólica onshore	1.048.000 ¹	16.800 ¹	7,09 – 8,58	25	1
Eólica offshore	2.196.000 ¹	44.500 ¹	7,09 – 8,58	25	3
Bombeo hidráulico	1.000.000	22.500	7,09 – 8,58	55	4
Almacenamiento de baterías	687.500	21.650	7,09 – 8,58	15	1
Prolongación de los ciclos combinados	100.000	14.269 - 22.000	7,09 – 8,58	15	1
Prolongación de la cogeneración	645.000	31.800	7,09 – 8,58	10	1

Tabla 6. CAPEX, FOM y WACC para cada tecnología de referencia.

¹ Se ha tomado el valor medio de CAPEX y FOM de las diferentes tecnologías que aparecen recogidas en el EU Reference Scenario 2020 para el Wind onshore, Wind offshore y Solar PV

² Referido a la tecnología solar térmica con 8 horas de almacenamiento

3.6. $CONE_{fijo,RT}$

Para cada tecnología de referencia se ha de calcular el $CONE_{fijo,RT}$ que se estima en base a la siguiente fórmula:

$$CONE_{fijo,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

$K_{d,RT}$ es el factor de disponibilidad de cada tecnología de referencia y EAC_{RT} el coste anualizado equivalente que se calcula como:

$$EAC_{RT} = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \frac{WACC (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

Donde:

- i representa cada año del periodo de construcción y la vida económica;
- X representa el periodo de construcción (en años);
- Y representa la vida económica (en años);
- $CC(i)$ representa la mejor estimación de los costes de capital incurridos cada año del periodo de construcción (en moneda local por MW);
- $AFC(i)$ representa la mejor estimación de los costes fijos anualizados incurridos cada año del periodo del ciclo de vida económica (en moneda local por MW);
- $WACC$ es la mejor estimación del WACC (coste ponderado medio del capital)

Se podrá considerar un rango de incertidumbre para reflejar las incertidumbres del cálculo en el EAC.

En base a los parámetros calculados en los apartados anteriores el $CONE_{fijo}$ para cada tecnología de referencia se muestra en la Tabla 7:

Tecnología de referencia	$CONE_{fijo}$ o $CORP_{fijo}$ [€/MW]
Fotovoltaica	580.005 – 2.340.475

Solar térmica	1.543.554 – 3.370.020
Eólica onshore	488.453 – 799.228
Eólica offshore	1.128.443 – 1.863.786
Bombeo hidráulico	125.814- 165.826
Almacenamiento de baterías	139.376 - 427.498
Prolongación de los ciclos combinados	27.216 - 41.585
Prolongación de la cogeneración	295.276 - 334.497

Tabla 7. CONE_{fijo} o CORP_{fijo} (para la prolongación de los ciclos combinados) de cada tecnología de referencia.

3.7. CONE_{var,RT}

La entidad encargada del cálculo del CONE determinará un CONE_{var,RT} para cada tecnología y año del periodo de estudio. Este coste ha de incluir al menos:

- Costes de combustible estimado basado en la eficiencia de la tecnología de referencia y el precio esperado del combustible para el periodo de tiempo estimado.
- Costes de la emisión de CO₂.
- Otros costes variables (OPEX) entre los que se encuentran, entre otros, los costes variables de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Tasa e impuestos.
- Precio de activación de la respuesta de la demanda.

Al mismo tiempo la metodología especifica que si, para una tecnología específica, el orden de magnitud del CONE variable se estima despreciable con respecto al valor del VoLL, entonces no deberá ser calculado.

En lo que respecta al caso español, no existe un VoLL aprobado oficialmente, pero se dispone de una propuesta de VoLL, calculada por el Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, de 22.879 €/MWh. En lo que respecta a los costes variables de cada tecnología de referencia, según la información

provista por otros estudios de CONE o de las fuentes de información citadas para este estudio en los apartados anteriores, en ningún caso se superan los 100 €/MWh⁴², incluso en muchos casos se mantiene por debajo. Es por ello que se considera que este valor se puede despreciar para la determinación del LOLE_{RT} para cada una de las tecnologías de referencia.⁴³

4. Estándar de fiabilidad

4.1. LOLE_{RT}

El umbral del LOLE refleja, para cada tecnología, la optimización económica entre el coste marginal de un nuevo entrante (CONE) o la prolongación/renovación de una instalación existente (CORP) y la reducción marginal de la estimación de energía no suministrada (EENS= LOLE+VoLL). El óptimo se produce cuando ambas cantidades se igualan.

La metodología de ACER detalla que hay que determinar el umbral de LOLE para cada tecnología de referencia (LOLE_{RT}). En ella se especifica que el coste variable de la tecnología es inferior al VoLL, lo que sucede en todas las tecnologías de referencia seleccionadas en este estudio:

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fijo,RT}}{VoLL - CONE_{var,RT}}$$

En este estudio el CONE_{var} se estima despreciable frente al LOLE_{RT} es por ello que la fórmula anterior se simplifica:

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fijo,RT}}{VoLL}$$

Asimismo, para los casos donde la tecnología de referencia se refiere a la prolongación/renovación de una instalación ya existente la fórmula se escribe de igual manera, pero teniendo en cuenta el CORP_{fijo} y no el CONE_{fijo}:

⁴² Exceptuando en el caso de Bélgica la respuesta de la demanda que su coste variable alcanza los 736 €/MWh.

$$LOLE_{RT} = \frac{CORP_{fijo,RT}}{VOLL}$$

En la Tabla 8, se muestran los resultados del $LOLE_{RT}$, acompañado del potencial de entrada ya calculado en los apartados anteriores.

Tecnología de referencia	$LOLE_{RT}$ [h]	Potencial de nuevo entrante/prolongación [GW]
Fotovoltaica	25,35 – 102,3	29,8
Solar térmica	67,47 – 147,3	2,5
Eólica onshore	21,35 – 34,93	23,9
Eólica offshore	49,32 – 81,46	2
Bombeo hidráulico	5,5- 7,25	3,5
Almacenamiento de baterías	6,09 – 18,69	6,1
Prolongación de los ciclos combinados	1,19 – 1,82	11,9
Prolongación de la cogeneración	12,91 – 14,62	1,2

Tabla 8. $LOLE_{RT}$ y potencial de nuevo entrante/prolongación

En España, y concretamente para este estudio, se cumplen las condiciones del artículo 19 de la metodología de ACER:

- La reducción marginal de la energía no suministrada estimada (EENS) puede expresarse en términos de $LOLE$:
 - Ninguna restricción de energía afecta la capacidad del sistema eléctrico durante las horas con EENS
 - Las restricciones de energía están adecuadamente representadas a través del factor de disponibilidad (de-rating factor)
- Se necesita capacidad adicional para poder reducir EENS.
- La EENS sólo se reduce en el área geográfica bajo estudio.

4.2. Capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad

Uno de los parámetros fundamentales para poder determinar el estándar de fiabilidad es la capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad. La metodología de ACER determina que la capacidad necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad debe basarse en los resultados del último estudio europeo, regional o nacional de cobertura (ERAA), basado en la relación existente entre el número de horas observadas con energía no suministrada (ENS) y las márgenes de capacidad para el sistema eléctrico. La metodología de ACER especifica que la capacidad mínima para alcanzar el estándar de fiabilidad ha de ser menor (o igual que) la energía máxima horaria no suministrada (ENS) observada en el ERAA o, en su caso, en el estudio regional o nacional de cobertura.

Debido a que no hay capacidad para poder simular de nuevo el ERAA y poder determinar con exactitud cuál es la capacidad mínima para alcanzar el estándar de fiabilidad se tomarán las mejores aproximaciones posibles del ERAA 2023.

La primera de las opciones es obtener esta capacidad mínima para alcanzar el estándar de fiabilidad a través de los datos de energía no suministrada promedio y las horas con energía no suministrada promedio. Los resultados de ENS y LOLE del ERAA 2023 para España (Anexo III Resultados detallados) se resumen en la siguiente Tabla.

Año	LOLE [h]	ENS [GWh]	Capacidad mínima necesaria para alcanzar RS [GW]
2025	4,95	5,48	1,07
2028	4,52	4,69	1,03
2030	0,7	0,79	1,12

Tabla 9. Capacidad mínima necesaria para alcanzar el RS para los años 2025, 2028 y 2030 del ERAA 2023

La segunda opción es hacer uso de los resultados de ENS (Energía No Suministrada) y LOLE horarios para todos los años climáticos simulados (35) e

posibles indisponibilidades (15)⁴⁴. Con estos datos, se puede aproximar cómo evolucionaría el sistema con más capacidad adicional. Para ello, se representa la función monótona de la ENS resultante del ERAA, para cada año estudiado (2025, 2028 y 2030). Asimismo, se puede analizar cómo variaría el sistema si dispusiera de más potencia disponible firme (1, 1,5 y 2 GW). En las siguientes figuras se muestra dicha monótona en 2025 (Figura 1) y 2028 (Figura 2) puesto que para 2030 no es necesaria capacidad adicional ya que el LOLE promedio para España en el ERAA 2023 es de 0,7 horas.

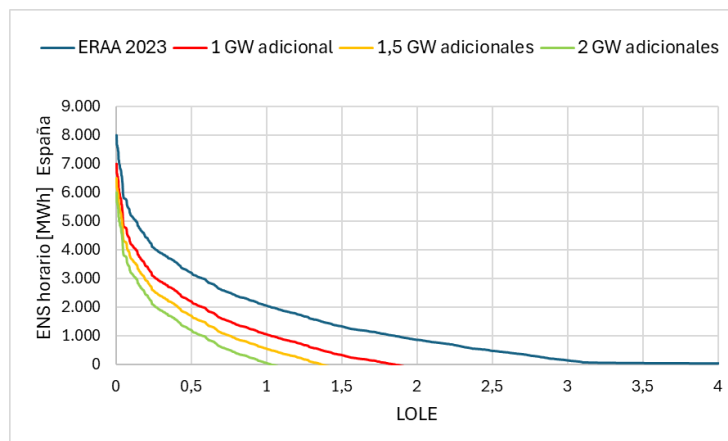
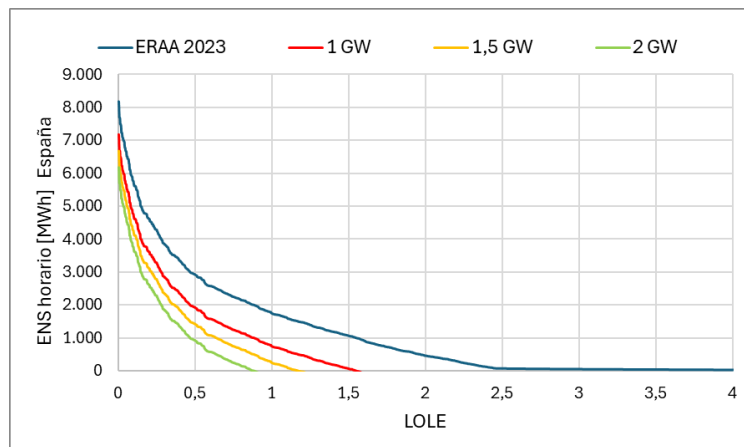


Figura 1 curva monótona de energía no suministrada resultante del ERAA 2023 para 2025 y curvas intermedias estimadas añadiendo potencia adicional firme (1 GW, 1,5 GW y 2 GW).



⁴⁴ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2023/ERAA_2023_ENS_hourly_data.csv

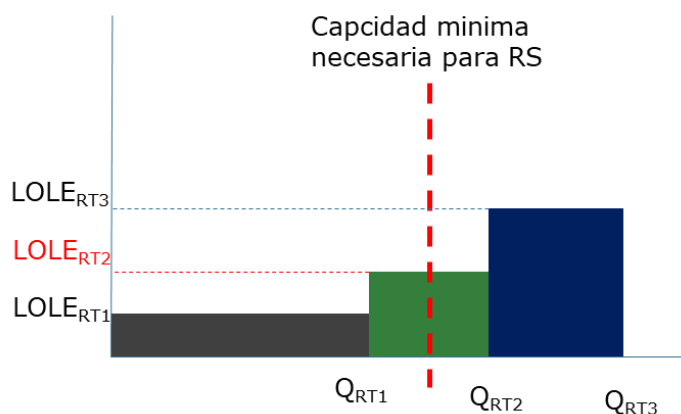
Figura 2 curva monótona de energía no suministrada resultante del ERAA 2023 para 2028 y curvas intermedias estimadas añadiendo potencia adicional firme (1 GW, 1,5 GW y 2 GW).

En 2025 y para un valor de LOLE (estándar de fiabilidad) de la tecnología de referencia con menor LOLE, es decir, la prolongación de vida de los ciclos combinados (LOLE alrededor de 1-1,5 horas), sería necesario añadir entre 1,5 GW y 2 GW de potencial adicional firme. En 2028, sería necesario añadir alrededor de 1,5 GW.

Debido a que la segunda opción considerada parece un poco más robusta se va a estimar como valor de capacidad mínima adicional, 1,75 GW para 2025 y 1,5 GW para 2028 y 0 GW para 2030.

4.3. LOLE objetivo o estándar de fiabilidad (RS)

El LOLE objetivo del estándar de fiabilidad se define en la metodología de ACER como el $LOLE_{RT}$ menor que tenga una capacidad adicional mayor que la capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad. Si el potencial de una única tecnología de referencia (Q_{RT}) no fuera capaz de cubrir la capacidad mínima, entonces el LOLE objetivo sería el de la tecnología de referencia, cuyo potencial (sumado al potencial del anterior o anteriores tecnologías de referencia), permita cubrir la capacidad mínima para alcanzar estándar de fiabilidad como muestra la siguiente figura.

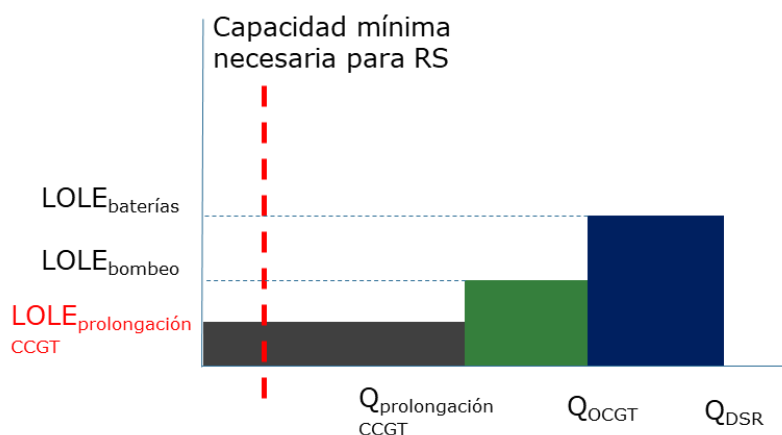


En primer lugar, en la Tabla 10 se muestran ordenadas las tecnologías de referencia por orden creciente de $LOLE_{RT}$. Asimismo, se determina cuál es la capacidad adicional disponible de cada tecnología de referencia a efectos de poder compararla con la capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad que se refiere a tecnología disponible (de-rated).

Orden	Tecnología de referencia	LOLE _{RT} [h]	Potencial de nuevo entrante/prolongación [GW]	Potencial disponible (de-rated) de nuevo entrante/prolongación [GW]
1	Prolongación de los ciclos combinados	1,19 - 1,82	11,9	9,76 - 11,07
2	Bombeo hidráulico	5,5 - 7,25	3,5	2,55 - 2,87
3	Almacenamiento de baterías	6,09 - 18,69	6,1	1,6 - 4,27
4	Prolongación de la cogeneración	12,91 - 14,62	1,2	0,47 - 0,5
5	Eólica onshore	21,35 - 34,93	23,9	3,55 - 5,26
6	Fotovoltaica	25,35 - 102,3	29,8	0,89 - 3,27
7	Eólica offshore	49,32 - 81,46	2	0,3 - 0,44
8	Solar térmica	67,47 - 147,3	2,5	0,27 - 0,55

Tabla 10. LOLE_{RT} y potencial de nuevo entrante/prolongación potencial de nuevo entrante/prolongación disponible ordenados por LOLE_{RT} creciente

En este caso, el LOLE_{RT} menor es el de la tecnología de prolongación de vida de los ciclos combinados, cuya potencia adicional disponible (de-rated) se estima en 11,07 GW, que es superior a la capacidad mínima necesaria para alcanzar el estándar de fiabilidad (entre 1,5 y 1,75 GW). Por tanto, **el LOLE objetivo del estándar de fiabilidad viene determinado por el umbral de LOLE de la prolongación de vida de los ciclos combinados 1,19 - 1,82 horas** como se muestra en la siguiente figura.



5. Conclusión

En este documento se ha realizado una descripción completa y cálculo de los valores **de los valores correspondientes al coste de nueva entrada (CONE_{fijo}) o prolongación/renovación (CORP) de las diferentes tecnologías de referencia**, de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por ACER y a partir de los datos y referencias disponibles. Estos valores se recogen en la Tabla 7 que se muestra de nuevo a continuación.

Tecnología de referencia	CONE _{fijo} o CORP _{fijo} [€/MW]
Fotovoltaica	580.005 – 2.340.475
Solar térmica	1.543.554 – 3.370.020
Eólica onshore	488.453 – 799.228
Eólica offshore	1.128.443 – 1.863.786
Bombeo hidráulico	125.814- 165.826
Almacenamiento de baterías	139.376 - 427.498
Prolongación de los ciclos combinados	27.216 – 41.585
Prolongación de la cogeneración	295.276 - 334.497

Asimismo, y de conformidad a la metodología de ACER se considera que el **estándar de fiabilidad viene determinado por la tecnología de la prolongación de la vida de los ciclos combinados en España, cuyo CONE_{fijo} se ha estimado entre 27.216 y 41.585 €/MW, dependiendo de las hipótesis utilizadas.** Teniendo en cuenta que no existe un valor oficialmente establecido en España, tomando valor del VoLL propuesto por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (22.879 €/MWh)⁴⁵, resultaría un **estándar de**

⁴⁵ Cualquier modificación del VoLL supondría que el valor el estándar de fiabilidad debería ser revisado y modificado.

fiabilidad entre 1,19 y 1,82 horas. Tomando un valor medio, resultaría un estándar de fiabilidad de 1,5 horas.